

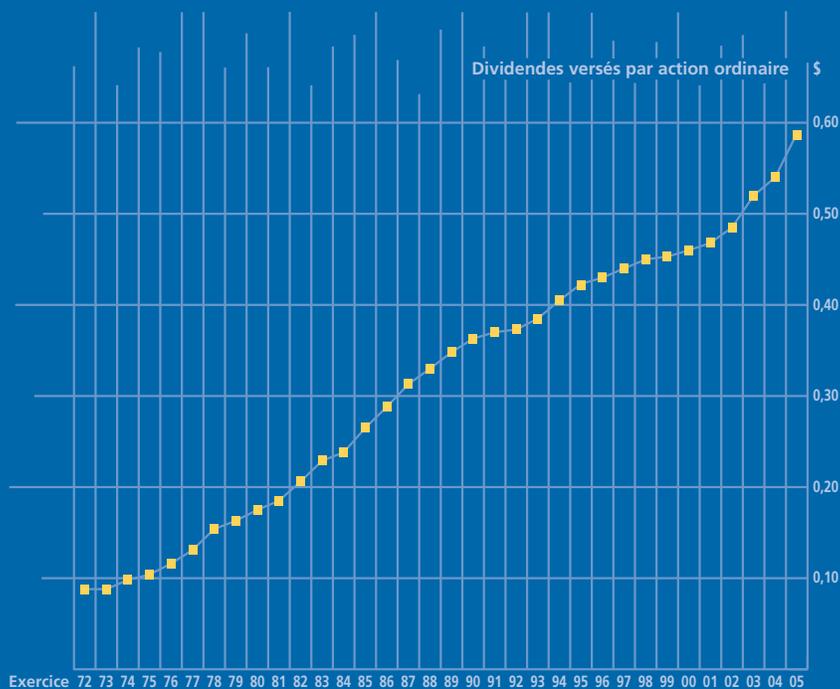
Des dividendes qui rapportent

Table des matières

Faits saillants financiers	1
Profil de l'entreprise	2
Rapport aux actionnaires	3
Notre vision	11
Activités des services publics réglementés	15
Newfoundland Power	16
Maritime Electric	18
FortisOntario	20
FortisAlberta	22
FortisBC	24
Belize Electricity	26
Caribbean Utilities	28
Activités des filiales non réglementées	29
Fortis Generation	30
Fortis Properties	32
Nos voisins sont nos amis	34
Rapport de gestion	35
États financiers et notes	74
Rétrospective financière	114
Répertoire de la société	116
Conseil d'administration	117
Renseignements aux investisseurs	118



Des dividendes qui rapportent



Fortis a augmenté pour le 32^e exercice d'affilée les dividendes versés annuellement à ses actionnaires ordinaires, record canadien pour une société ouverte.

Faits saillants financiers

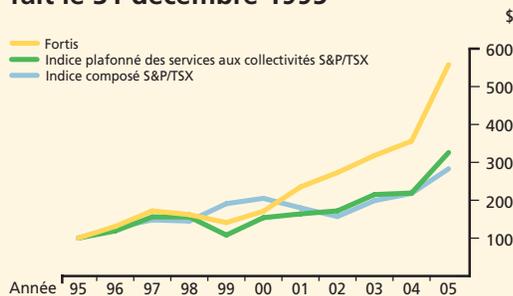
Comparaison annuelle *(en millions de dollars sauf pour les montants par action)*

	2005	2004
Produits	1 441	1 146
Bénéfice net applicable aux actions ordinaires	137	91
Total de l'actif	4 316	3 938
Total des capitaux propres	1 213	1 000
Flux de trésorerie tirés de l'exploitation	303	272
Bénéfice par action ordinaire*	1,35	1,07
Dividendes versés par action ordinaire*	0,59	0,54

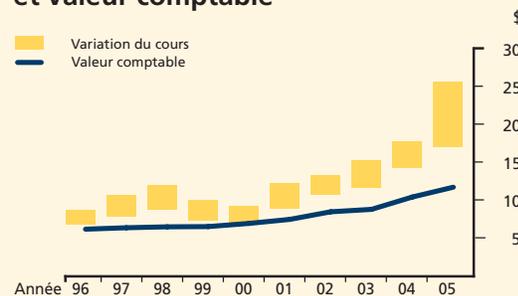
* Reflète un fractionnement d'actions à raison de 4 pour 1 survenu en octobre 2005

Fortis Inc.

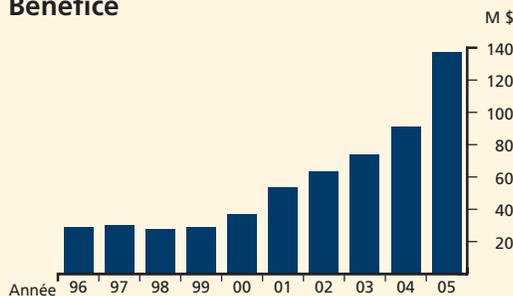
Valeur d'un placement de 100 \$ fait le 31 décembre 1995



Variation du cours et valeur comptable*



Bénéfice



Bénéfice par action ordinaire*



* Reflète un fractionnement d'actions à raison de 4 pour 1 survenu en octobre 2005

Profil de l'entreprise

Fortis Inc. (« Fortis » ou « la société ») est une société de portefeuille internationale et diversifiée œuvrant dans le domaine des services publics d'électricité, dont les actifs dépassent 4,3 milliards de dollars et les produits annuels dépassent 1,4 milliard de dollars.

Fortis détient en portefeuille les titres de sept filiales qui sont principalement des entreprises réglementées de services publics d'électricité. **Newfoundland Power** est le principal distributeur d'électricité de Terre-Neuve. **Maritime Electric** est le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard. **FortisOntario** distribue de l'électricité dans les régions de Fort Érié, Port Colborne, Cornwall et Gananoque, en Ontario. **FortisAlberta** possède et exploite un réseau de distribution électrique dans une vaste région du sud et du centre de l'Alberta. **FortisBC** est une entreprise de services publics intégrée verticalement qui produit, transporte et distribue de l'électricité dans la partie sud de l'intérieur de la Colombie-Britannique. **Belize Electricity** distribue de l'électricité au Belize, en Amérique centrale. **Caribbean Utilities** est le seul fournisseur d'électricité de l'île de Grand Cayman, aux Îles Caïmans.

Fortis Generation exploite des installations non réglementées de production dans la région centrale de Terre-Neuve, en Ontario, en Colombie-Britannique, dans le nord de l'État de New-York et au Belize. La puissance combinée de ses centrales atteint 195 mégawatts (« MW »), dont 190 MW d'origine hydroélectrique.

Fortis Properties possède et exploite 15 hôtels dans six provinces canadiennes et un portefeuille immobilier commercial de 2,7 millions de pieds carrés dans les provinces canadiennes de l'Atlantique.

Le groupe Fortis emploie plus de 4 100 personnes. Les filiales de services publics de Fortis desservent environ un million de clients et répondent à une demande de pointe combinée de 5 000 MW.



Services publics réglementés ■

Newfoundland Power

Terre-Neuve

Maritime Electric

Île-du-Prince-Édouard

FortisOntario

Ontario

FortisAlberta

Alberta

FortisBC

Colombie-Britannique

Belize Electricity

Belize

Caribbean Utilities

Îles Caïmans

Filiales non réglementées

Fortis Generation ●

Zones de production

Région centrale de Terre-Neuve

Ontario

Colombie-Britannique

Nord de l'État de New-York

Belize

Fortis Properties ▲

Immobilier

Provinces atlantiques du Canada

Hôtellerie

Est du Canada

Manitoba

Alberta



Rapport aux actionnaires

Rapport aux actionnaires

Fortis a connu encore cette année une croissance rentable, affichant pour le sixième exercice d'affilée un bénéfice record pour ses actionnaires. Le bénéfice s'élève à 137,1 millions de dollars, soit 50,8 pour cent de plus que celui de 90,9 millions de dollars de l'exercice précédent. Le bénéfice par action ordinaire atteint 1,35 \$, en comparaison de 1,07 \$ l'exercice précédent.

Les dividendes versés ont augmenté de 59 cents par action ordinaire, comparativement à 54 cents par action ordinaire l'exercice précédent. Pour le 32^e exercice d'affilée, Fortis a augmenté les dividendes versés annuellement à ses actionnaires ordinaires, record canadien pour une société ouverte. L'historique de la rentabilité de notre rendement permet d'ailleurs à votre conseil

d'administration d'approuver une augmentation de 12,3 pour cent des dividendes annuels, qui atteindront 64 cents, à partir du versement du quatrième trimestre, le 1^{er} décembre 2005.

Fortis a offert à ses actionnaires un rendement total de 43,9 pour cent en 2005, surclassant l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et l'indice composé S&P/TSX, qui ont affiché un rendement annuel total respectif de 37,0 pour cent et de 24,3 pour cent. Au cours des cinq derniers exercices, les actionnaires de Fortis ont obtenu un rendement total annualisé de 26,6 pour cent.

Nous avons procédé en octobre à un fractionnement dans une proportion de 4 contre 1 de nos actions ordinaires, faisant ainsi passer à environ 103 millions le nombre d'actions ordinaires en circulation. Ce fractionnement d'actions reflète la croissance de Fortis au cours des dernières années.

Les actions ordinaires de Fortis ont atteint en décembre 2005 le cours sans précédent de 25,64 \$ par action. Le prix d'une action ordinaire, à la clôture de l'exercice, atteignait 24,27 \$. La capitalisation boursière de nos actions ordinaires est passée de 1,7 milliard de dollars au dernier exercice à environ 2,5 milliards de dollars, et atteint maintenant cinq fois sa valeur de 2000.

À la fin de l'exercice, le total de l'actif de Fortis dépassait 4,3 milliards de dollars, le triple de sa valeur en 2000. Aujourd'hui, nos filiales réglementées de services publics représentent 84 pour cent du total de l'actif de Fortis. Nos services publics réglementés au Canada constituent 75 pour cent du total de notre actif. Les actifs réglementés de services publics de Fortis atteignent presque 3,0 milliards de dollars.

Nos ventes et livraisons consolidées d'électricité ont dépassé 26 000 gigawattheures (« GWh ») en 2005 et nos filiales de services publics sont en mesure d'absorber une pointe de consommation combinée d'environ 5 000 MW.

Fortis a connu au cours des 10 dernières années une croissance importante au Canada et dans la région des Antilles; sa clientèle dépasse aujourd'hui un million de consommateurs. Nous possédons des entreprises de services publics dans cinq provinces



Le président du conseil d'administration de Fortis Inc., M. Angus A. Bruneau (à g.), et le président-directeur général de Fortis Inc., M. H. Stanley Marshall (à dr.)

canadiennes, ce qui fait de nous le leader de notre secteur d'activité au Canada. L'objectif de chacune de nos filiales de services publics est le même : offrir un réseau électrique de qualité et fournir à sa clientèle de l'électricité de manière fiable et sécuritaire, à prix raisonnable. Chacune, toutefois, doit relever au quotidien ses propres défis et tirer parti des possibilités qui s'offrent à elle.

Nos filiales canadiennes de services publics réglementées ont récolté en 2005 des bénéfices de 104,8 millions de dollars, soit 31,3 pour cent de plus que les 79,8 millions de dollars affichés l'exercice précédent. Toutes nos filiales de services publics ont affiché sur 12 mois un accroissement du bénéfice, à l'exception de Newfoundland Power, dont les résultats ont fléchi légèrement, en raison principalement d'une diminution du taux de rendement autorisé de ses actions ordinaires, en vertu d'une formule automatique d'ajustement. Le rendement a connu une poussée à la hausse attribuable au premier exercice complet d'exploitation de FortisBC et de FortisAlberta, dont la contribution au bénéfice se chiffre respectivement à 24,6 et 36,1 millions de dollars en 2005.

FortisBC a en grande partie acquis cette année son autonomie par rapport à FortisAlberta, objectif que nous avons atteint avant la date prévue. L'ancien président et chef de la direction de Fortis Properties, John Walker, est devenu en avril p.-d.g. de FortisBC. Cette dernière et FortisAlberta disposent désormais d'un conseil d'administration et d'une équipe de gestion séparés. FortisBC a de plus déménagé son siège social de Calgary à Kelowna et ouvert à Trail un nouveau centre de services à la clientèle, respectant ainsi son engagement envers sa clientèle de gérer ses activités à partir de son territoire de service.

FortisBC a renouvelé en 2005 pour une période de 30 ans, moyennant étude réglementaire, l'accord relatif à la centrale du canal Kootenay, qui régit l'exploitation de ses centrales hydroélectriques de la rivière Kootenay.



Nos filiales réglementées de services publics représentent 84 pour cent du total de l'actif de Fortis. Nos services publics réglementés au Canada constituent 75 pour cent du total de notre actif. Les actifs réglementés de services publics de Fortis atteignent presque 3,0 milliards de dollars.

Les résultats de FortisAlberta comportent des éléments non récurrents à incidence positive totalisant 7,1 millions de dollars, provenant principalement du règlement d'affaires se rapportant à des périodes antérieures et liées aux impôts, à la demande et au contentieux avec EPCOR, partiellement compensé par les ajustements associés à la mise en application des ententes tarifaires négociées.

FortisAlberta et la Ville d'Airdrie ont signé un contrat de concession d'une durée de 10 ans, qui accorde à FortisAlberta le droit exclusif de posséder, exploiter et entretenir le service de distribution d'électricité sur le territoire de la Ville d'Airdrie. Cette entente fortifie les relations entre les parties à la concession. Le règlement d'EPCOR et l'entente avec Airdrie ont permis de régler les dernières affaires en suspens relativement à l'acquisition de FortisAlberta.

Quant à Newfoundland Power, l'incidence sur le bénéfice d'un taux de rendement moins élevé en 2005 et la hausse du coût des prestations de retraite a été partiellement compensée par les intérêts créditeurs associés au règlement survenu avec l'Agence de revenu du Canada relativement à l'impôt sur le bénéfice et par les ventes plus élevées d'électricité. L'augmentation du coût des prestations de retraite découle du programme de mise à la retraite anticipée offert au début de 2005.

Le bénéfice plus élevé de Maritime Electric était en partie attribuable à l'augmentation des ventes d'électricité et à l'incidence de la hausse de 2 pour cent des tarifs de base d'électricité entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2005.

Le bénéfice de FortisOntario a été légèrement plus élevé en 2005 que l'exercice précédent. La constatation d'un actif d'impôt futur de 1,6 million de dollars associé à la résolution favorable d'un avis de redressement infligé à Cornwall Electric par l'Agence de revenu du Canada a été presque entièrement compensé par des frais d'exploitation plus élevés, incluant le coût d'un programme de mise à la retraite anticipée.



Cérémonie officielle de l'inauguration de la centrale hydroélectrique de Chalillo (de g. à dr.): Le directeur de BECOL, M. Lynn Young, le Ministre de l'intérieur et des services publics de Belize, l'Hon. Ralph Fonseca, le Gouverneur-général de Belize, S.E. Sir Colville N. Young, le président-directeur général de Fortis Inc., M. H. Stanley Marshall, et le Premier ministre de Belize, le T.H. George Cadle Price

Rapport aux actionnaires

Nos filiales de services publics réglementées des Antilles ont récolté en 2005 un bénéfice de 19,4 millions de dollars, soit 11,4 millions de dollars de plus que celui de 2004.

Une modification des pratiques comptables de Caribbean Utilities relatives à la constatation des produits non facturés a permis un ajustement positif de 1,1 million de dollars de la quote-part du bénéfice.

Caribbean Utilities et l'île de Grand Cayman ont accompli d'importants progrès pour effacer les dommages de l'ouragan Ivan. Cet ouragan de catégorie 5 a provoqué en septembre 2004 des dommages sans précédent à l'infrastructure des îles Caïmans. Nos résultats comportaient en 2004 une charge de 8,2 millions de dollars associée aux dommages causés par l'ouragan Ivan aux actifs de Caribbean Utilities. Tout au long de 2005, la société a continué de rebrancher sa clientèle, à mesure qu'elle était prête à recevoir le service, et on s'attend à ce que les ventes d'électricité reviennent entièrement d'ici la fin d'avril 2006 à la valeur qu'elles avaient avant l'arrivée de l'ouragan. Une entente a été conclue avec le gouvernement des îles Caïmans pour permettre l'application de frais supplémentaires destinés au recouvrement de plus de 95 pour cent des pertes non assurées occasionnées par l'ouragan, totalisant près de 14 millions de dollars US, encourues par Caribbean Utilities. Ces frais supplémentaires, qui sont entrés en vigueur en août 2005 et devraient être facturés pour une période de trois ans, équivalent en moyenne à une augmentation de 4,7 pour cent du tarif de base d'électricité.

Caribbean Utilities et le gouvernement des îles Caïmans ont également repris en novembre leurs pourparlers au sujet du renouvellement du permis de l'entreprise. Le permis actuel demeure en vigueur jusqu'en 2011 ou jusqu'à ce qu'il soit remplacé par entente mutuelle.

Les résultats de Belize Electricity ont été favorablement influencés par la hausse de 11 pour cent des tarifs d'électricité qui sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2005, en vertu de la nouvelle entente sur les tarifs d'une durée de quatre ans, et par des ventes plus élevées d'électricité.

Cinq de nos sept filiales de services publics – FortisBC, FortisAlberta, Maritime Electric, Belize Electricity et Caribbean Utilities – ont complété le processus de réglementation et sa négociation, ce qui a débouché sur une augmentation de leurs tarifs respectifs d'électricité pour 2005. Le prochain exercice sera fertile en négociations des tarifs réglementés, car chacune de nos cinq filiales canadiennes de services publics sera soumise au processus de réglementation. Le rendement autorisé pour FortisBC et FortisAlberta, établi par formule automatique, a diminué pour 2006 et atteindra respectivement 8,69 pour cent et 8,93 pour cent, en raison du fléchissement du taux obligataire. Le rendement autorisé de Newfoundland Power, également établi par formule automatique, demeurera à 9,24 pour cent en 2006.

Fortis a investi au cours de l'exercice près de 425 millions de dollars dans son programme consolidé d'immobilisations pour les services publics. Une bonne partie des dépenses en immobilisations est attribuable à la forte croissance de la clientèle dans l'Ouest canadien et au besoin d'améliorer la fiabilité du réseau électrique. En 2005, l'investissement brut de FortisBC dans les projets d'immobilisations s'élevait à près de 116 millions de dollars. L'entreprise a mis sous tension en octobre sa nouvelle sous-station du lac Vaseux, étape importante du projet d'affermissement de l'approvisionnement électrique du sud de l'Okanagan, projet de 62 millions de dollars qui devrait se terminer au milieu de 2006. L'investissement brut de FortisAlberta dans les projets d'immobilisations s'élevait à environ 165 millions de dollars, dont près de la moitié est destinée à répondre à la demande résultant de l'accroissement de la clientèle. Le territoire desservi par l'entreprise comporte 11 000 nouveaux clients en 2005. Maritime Electric a terminé au début de 2006 la mise en service de sa nouvelle centrale à turbine à combustion de 50 MW. Ces installations, d'une valeur de 35 millions de dollars, permettront de régler les problèmes liés à la surcharge des câbles sous-marins reliant l'Île-du-Prince-Édouard au réseau électrique continental.



Fortis, par le biais de ses filiales réglementées ou non, possède et/ou exploite des centrales, principalement hydroélectriques, d'une puissance de plus de 1 600 MW.

Les ventes annuelles d'électricité des filiales de services publics non réglementées s'élevaient à près de 1 050 GWh. Environ 68 pour cent de ces ventes ont été réalisées en Ontario, où le prix de gros moyen de l'électricité atteignait 68,49 \$ par mégawattheure (« MWh ») en 2005, contre 49,95 \$ par MWh l'exercice précédent. La puissance de nos centrales non réglementées atteint 195 MW, dont 190 MW sont d'origine hydroélectrique.

La production non réglementée a généré au cours de l'exercice un bénéfice de 29,6 millions de dollars, comparativement à 12,8 millions l'exercice précédent. Cette hausse du bénéfice de 16,8 millions de dollars était principalement attribuable à l'accroissement du prix de gros de l'énergie électrique en Ontario et d'un gain après impôt de 7,9 millions de dollars résultant du règlement de différends contractuels entre FortisOntario et Ontario Power Generation Inc.

Le projet hydroélectrique de Chalillo est officiellement entré en service en novembre. L'achèvement du barrage et de la centrale marque pour Belize une étape importante sur la voie de l'autosuffisance en matière de production d'électricité. L'hydroélectricité, source d'énergie la moins coûteuse et la moins nuisible à l'environnement, compte aujourd'hui pour plus du tiers de l'approvisionnement électrique du pays. À la fin de l'exercice, le réservoir de Chalillo était rempli à plus de 75 pour cent de sa capacité, ce qui permet dorénavant au Belize de répondre à la demande de pointe au moyen d'électricité produite au pays.



Les ventes et les livraisons consolidées d'électricité ont dépassé 26 000 GWh en 2005 et nos filiales de services publics sont en mesure d'absorber une pointe de consommation combinée d'environ 5 000 MW.

Fortis remercie l'entrepreneur général Sinohydro Construction, son personnel et tous ceux qui ont travaillé au projet de Chalillo, y compris plus de 350 Béliziens, d'avoir rendu possible cet important projet.

Depuis que Fortis a investi au Belize en 1999, la demande de pointe en électricité y a augmenté de près de 50 pour cent, passant d'environ 43 MW à 64 MW. Fortis continuera de collaborer avec le gouvernement du Belize afin d'identifier de nouvelles sources d'approvisionnement électrique susceptibles de répondre à l'accroissement de la demande en électricité du pays et de maintenir dans la mesure du possible la stabilité des tarifs d'électricité pour notre clientèle. Cette stabilité ne sera possible qu'en diminuant notre dépendance aux combustibles fossiles importés, nous mettant ainsi à l'abri de la volatilité du prix du pétrole.

Earl Ludlow a succédé en juin à John Walker à titre de président-directeur général de Fortis Properties. Il était auparavant premier vice-président de FortisBC et vice-président de l'exploitation de FortisAlberta.

Grâce à ses acquisitions et à ses placements stratégiques, Fortis Properties a continué d'accroître son bénéfice, de même que la réputation d'excellence

de son service à la clientèle combiné à des propriétés bien situées et de haute qualité. L'entreprise a affiché en 2005 un bénéfice de 14,1 millions de dollars, bénéfice record pour 8 exercices d'affilée.

Les trois hôtels Greenwood Inn acquis en février en Alberta et au Manitoba au coût d'environ 63 millions de dollars ont renforcé le rendement de Fortis Properties. Ces hôtels, qui offrent une gamme complète de services, s'ajoutent aux 12 hôtels que possède déjà l'entreprise en Ontario et dans les provinces canadiennes de l'Atlantique, et portent à plus de 2 900 chambres le parc hôtelier de Fortis Properties. Nous souhaitons une cordiale bienvenue aux 128 employés des hôtels Greenwood Inn.

Rapport aux actionnaires

Le parachèvement en juin, au coût de 15 millions de dollars, de 128 nouvelles chambres à l'hôtel Delta de St. John's, a également contribué à renforcer les résultats de Fortis Properties. Cet agrandissement, terminé un mois avant la date prévue, en fait le plus grand hôtel et centre de congrès des provinces canadiennes de l'Atlantique.

En 2006, Fortis Properties investira 19 millions de dollars dans son programme d'immobilisations afin d'assurer la continuité de la qualité des services qu'elle offre aux clients de ses hôtels et à ses locataires. Des travaux d'agrandissement sont actuellement en cours aux hôtels Holiday Inn de Sarnia et de Kitchener-Waterloo. Un projet d'agrandissement de 7,2 millions de dollars a été mis en chantier au Centre Croix Bleue de Moncton, afin de satisfaire aux besoins des locataires et de répondre à la demande croissante du marché de l'immobilier. Ces trois projets d'agrandissement devraient se terminer vers le milieu de 2006.

Fortis a émis en mars environ 7 millions d'actions ordinaires, au prix unitaire (après fractionnement) de 18,66 \$, pour un produit brut d'environ 130 millions de dollars, qui a été affecté au remboursement de la dette et aux fins générales de la société, incluant des immobilisations au bénéfice des filiales de services publics.

Les cotes de solvabilité de Fortis sont demeurées stables, Dominion Bond Rating Service lui ayant attribué la cote BBB (élevée) et Standard & Poor's la cote BBB+. Standard & Poor's a réévalué en décembre sa perspective sur l'avenir de la société, passant d'une perspective négative à une perspective stable. Cette réévaluation prend en compte la plus grande stabilité des profils commercial et de risque financier de Fortis et une moindre inquiétude relative au risque d'exploitation et d'illiquidité associé à l'important programme d'immobilisations de la société.

Au nom de la direction, nous souhaitons offrir au personnel du groupe Fortis, dont le nombre dépasse 4 100, nos félicitations et notre gratitude pour son travail acharné et son engagement, qui permettent à Fortis d'augmenter son aptitude à engendrer d'excellents bénéfices pour ses investisseurs et à fournir un service de qualité à sa clientèle.

Nous souhaitons la bienvenue à MM. Peter Case et David Norris, qui sont venus cette année enrichir notre conseil d'administration. À tous les membres du conseil d'administration, merci pour votre leadership et vos précieux conseils.

Nous continuerons de nous concentrer sur le respect de notre obligation de bien servir notre clientèle et de faire fructifier notre société. Le prochain exercice sera sûrement trépidant pour Fortis, en raison des importantes dépenses en immobilisations que nous engagerons afin de continuer à satisfaire aux besoins de notre clientèle actuelle et future. Au cours des cinq prochaines années, nous prévoyons investir près de 2 milliards de dollars en immobilisations dans nos filiales de services publics. Une bonne partie de cet investissement touchera FortisAlberta et FortisBC, qui devraient investir annuellement près de 275 millions de dollars en moyenne, au cours des cinq prochaines années, afin d'améliorer la fiabilité de leur réseau de distribution et de répondre au nouvel accroissement de la demande.



Fortis a connu au cours des 10 dernières années une croissance importante au Canada et dans la région des Antilles; sa clientèle dépasse aujourd'hui 1 000 000 de consommateurs.

Fortis est bien positionnée pour financer sa stratégie de croissance au cours des prochains exercices. On s'attend à ce que nos activités diversifiées génèrent suffisamment de flux de trésorerie pour financer la croissance interne tout en améliorant, au fil du temps, le capital-actions de la société.

Cet investissement dans nos filiales de services publics devrait se traduire par un bénéfice annuel accru pour votre société, permettant à Fortis de fracasser son propre record, inégalé jusqu'ici au Canada, de 32 augmentations annuelles consécutives de ses dividendes.

Pendant l'exercice 2006 et au-delà, nous demeurerons disciplinés afin de saisir, lorsqu'elles se présenteront, les possibilités de croissance qui bénéficieront à notre clientèle et à nos actionnaires. Pour assurer la mise en œuvre de notre stratégie de croissance, nous continuerons plus que jamais de compter sur l'expertise technique administrative qui caractérise notre réputation de chef de file à titre d'exploitants de services publics.

Au nom du conseil d'administration,

Le président du conseil
de Fortis Inc.



Angus A. Bruneau

Le président-directeur
général de Fortis Inc.



H. Stanley Marshall

Comme ce rapport est pour moi le dernier à titre de président du conseil, je profite de l'occasion pour souligner la contribution de tout le personnel du groupe Fortis, tant ancien qu'actuel, dont le travail acharné et l'engagement ont conduit au rendement actuel de la société.

Fortis a été créée en 1987 pour servir de société-mère à Newfoundland Power et promouvoir une croissance rentable ainsi que la diversification. Alors qu'elle ne possédait à l'époque qu'une seule entreprise de services publics limitée à Terre-Neuve et dotée d'actifs modestes de 390 millions de dollars, Fortis est devenue aujourd'hui une société de portefeuille internationale et diversifiée dont les filiales de services publics possèdent des actifs de plus de 4,3 milliards de dollars. Aujourd'hui, Fortis distribue de l'électricité à plus d'un million de consommateurs dans tout le Canada et dans la région des Antilles, en plus d'exploiter d'importantes filiales non réglementées œuvrant dans l'immobilier commercial, l'hôtellerie et l'hydroélectricité.

En même temps que Fortis a grandi en taille et en complexité, sa compétence et sa réputation à titre d'exploitant efficace de services publics et de centrales hydroélectriques se sont affirmées, de même que son engagement à bien servir tous ses clients. Ce sont les connaissances, la compétence, l'engagement et l'intégrité de ses employés qui consolident la réputation de Fortis.

C'est en remerciant nos employés et en leur exprimant toute mon admiration que je vous quitte, assuré que votre engagement permettra à Fortis de poursuivre avec succès ses objectifs.

Le président du conseil
de Fortis Inc.



Angus A. Bruneau



Notre vision

Notre vision

Par le biais de ses filiales d'exploitation, Fortis produit et distribue depuis 120 ans de l'électricité. La société s'est transformée en 1987 en société de portefeuille afin de poursuivre une croissance rentable tout en se diversifiant. Aujourd'hui, Fortis est une société de portefeuille internationale et diversifiée dont les filiales de services publics desservent plus d'un million de clients au Canada et aux Antilles, et qui possède également des filiales œuvrant dans les domaines de l'immobilier, de l'hôtellerie et de la production non réglementée d'énergie hydroélectrique.



Le v.-p. finances et chef des finances Barry V. Perry (à g.) et le p.-d.g. de Fortis Inc., H. Stanley Marshall (à dr.)

Le portefeuille de Fortis comprend sept sociétés œuvrant principalement dans le domaine des services publics réglementés de distribution d'électricité à Terre-Neuve-et-Labrador, à l'Île-du-Prince-Édouard, en Ontario, en Alberta, en Colombie-Britannique, au Belize et aux îles Caïmans. La société possède aussi des actifs non réglementés de production électrique dans la région centrale de Terre-Neuve, en Ontario, en Colombie-Britannique, dans le nord de l'État de New-York et au Belize. Fortis Properties, qui permet à la société de croître et de se diversifier hors du domaine des services publics, possède et exploite un portefeuille immobilier commercial dans la région atlantique du Canada, ainsi que des hôtels dans six provinces canadiennes.

Au cours de la dernière décennie, Fortis a progressé rapidement au Canada et dans les Antilles. Ses filiales canadiennes de services publics assurent la distribution de l'électricité dans cinq provinces; cela fait désormais de Fortis le chef de file de ce secteur au Canada. Le total des actifs de Fortis a plus que quadruplé au cours des dix dernières années et se chiffre aujourd'hui à plus de 4,3 milliards de dollars. Les filiales réglementées de services publics représentent 84 pour cent du total de l'actif de Fortis, alors que les services publics réglementés au Canada constituent 75 pour cent du total de son actif. Le bénéfice applicable aux actions ordinaires atteint 137,1 millions de dollars en 2005, contre 36,8 millions de dollars en 2000. Au cours de cette même période, le bénéfice par action ordinaire est passé de 0,68 \$ à 1,35 \$ et les dividendes versés par action ordinaire se sont accrus, passant de 0,46 \$ à 0,59 \$. Fortis a augmenté ses versements annuels de dividendes aux actionnaires ordinaires pendant 32 exercices consécutifs, soit la plus longue période parmi toutes les sociétés ouvertes au Canada.

La principale activité de Fortis demeure la propriété et l'exploitation d'entreprises réglementées de distribution d'électricité. Notre

priorité demeure la croissance rentable et continue de nos filiales actuelles. Nous prévoyons que les investissements dans des projets d'immobilisations des filiales de services publics atteindront près de 2 milliards de dollars au cours des cinq prochains exercices. La majorité de ces investissements seront dans les filiales FortisAlberta et FortisBC, qui devraient investir chaque année près de 275 millions de dollars en moyenne afin d'améliorer la fiabilité de leur réseau électrique et de mieux répondre à l'accroissement de la demande. La société demeurera à l'affût de nouvelles occasions d'acquiescer au Canada, aux Antilles et aux États-Unis des entreprises de services publics. Nous imposerons en outre des critères plus élevés de rendement à nos filiales étrangères afin de compenser le risque accru qu'elles représentent.

Notre vision

Les filiales de Fortis qui n'œuvrent pas dans le domaine des services publics servent à mieux étayer sa stratégie de croissance et d'acquisition dans ce domaine. Fortis Properties continuera d'accroître son envergure et sa rentabilité, et donnera à notre planification financière et fiscale une souplesse que n'autorisent généralement pas les filiales de services publics en raison des contraintes réglementaires et politiques. Fortis conservera environ 15 à 20 pour cent de ses actifs dans des entreprises autres que celles du domaine des services publics.

Nous aspirons à devenir le chef de file mondial des secteurs de l'électricité dans lesquels nous œuvrons et le plus important fournisseur dans chacune des régions où nous offrons nos services. Fortis gèrera prudemment ses ressources et continuera d'offrir des services de qualité afin d'en donner davantage tant à ses clients qu'à ses actionnaires.



Nos employés dévoués et compétents se soucient d'assurer un excellent service à la clientèle et de renforcer la réputation que Fortis s'est forgée à titre d'entreprise de services publics efficace.



Fortis aspire à devenir le chef de file mondial des secteurs de l'électricité dans lesquels elle œuvre et le plus important fournisseur dans chacune des régions où elle offre ses services.



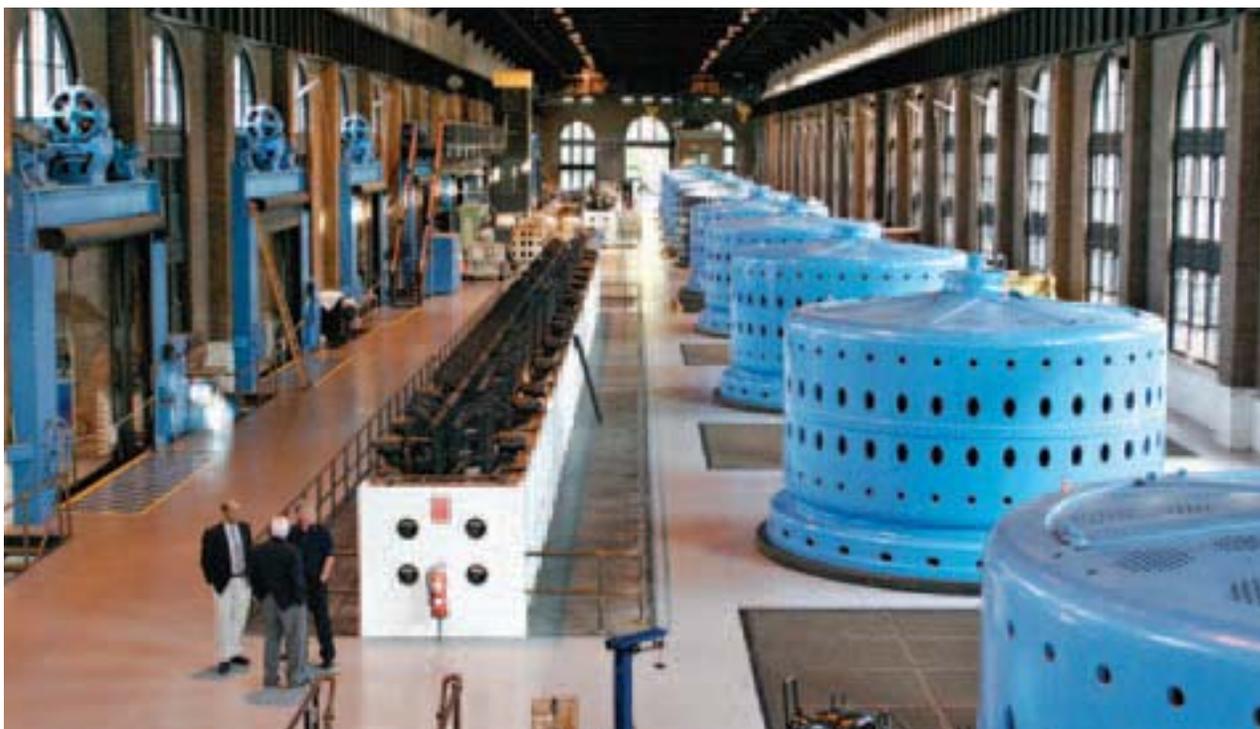
Les filiales qui n'œuvrent pas dans les services publics étayent notre croissance dans ce domaine.

Nous continuerons de cibler les trois principaux objectifs suivants :

- i) Notre bénéfice devra continuer de croître à un rythme comparable à celui d'une entreprise canadienne de services publics bien gérée.
- ii) Le risque commercial et financier pour l'ensemble de l'exploitation de Fortis ne devrait pas nettement dépasser celui des autres sociétés canadiennes de services publics.
- iii) Notre croissance en matière d'actif et de capitalisation boursière devrait dépasser en moyenne celle des autres sociétés ouvertes canadiennes de taille comparable.

Nos filiales de services publics nous offrent un mélange équilibré d'exploitations canadiennes bien établies et à faible risque, ainsi que d'actifs étrangers à forte croissance. Notre société a pour philosophie de ne croître que s'il est possible de le faire de façon rentable. Notre feuille de route est éloquent à ce sujet. Nous sommes d'avis que Fortis est en mesure de poursuivre sur sa lancée sans compromettre significativement l'équilibre risque-gratification traditionnellement lié à l'exploitation d'une entreprise de services publics d'électricité.

Nos employés dévoués et compétents se soucient d'assurer un excellent service à la clientèle et de renforcer la réputation que Fortis s'est forgée à titre d'entreprise de services publics efficace. Intégrité, responsabilisation et autonomie sont les valeurs fondamentales qui animent Fortis.



Fortis possède des centrales électriques au centre de Terre-Neuve, en Ontario, en Colombie-Britannique, dans le nord de l'État de New-York et au Belize.



Activités des **services publics réglementés**

Newfoundland Power

Newfoundland Power exploite à Terre-Neuve un système intégré de production, de transport et de distribution d'électricité. L'entreprise dessert environ 227 000 clients, soit 85 pour cent des consommateurs d'électricité de la province, et elle a répondu à une demande de pointe de 1 124 MW en 2005. Environ 90 pour cent de son approvisionnement en électricité lui provient de Newfoundland and Labrador Hydro (« Newfoundland Hydro »). Newfoundland Power dispose d'une capacité de production de 146 MW, dont 95 MW sont d'origine hydroélectrique.

L'entreprise a connu cette année son meilleur exercice en matière de production d'électricité. En raison de son programme d'entretien efficace, la disponibilité globale de la centrale hydroélectrique a été de 95,9 pour cent. De plus, grâce à un débit d'alimentation en eau supérieur à la normale, ses 23 centrales hydroélectriques ont généré 456 GWh d'électricité au cours de l'exercice.

Newfoundland Power a continué d'investir prudemment dans les immobilisations, d'entretenir en temps utile ses installations, de réduire au minimum ses interruptions de service planifiées et de se préparer aux conditions climatiques sévères afin de procurer constamment à sa clientèle des services d'électricité sécuritaires et fiables.



Les administrateurs de Newfoundland Power (de g. à dr.) : le v.-p. des affaires réglementaires et chef du contentieux Peter Alteen, la v.-p. des services à la clientèle et des services généraux Lisa Hutchens, le p.-d.g. Karl Smith, le v.-p. de l'ingénierie et de l'exploitation Phonse Delaney, et la v.-p. des finances Jocelyn Perry

Environ 55 millions de dollars, avant l'apport à l'appui de la construction, ont été investis dans des immobilisations en 2005. Soixante pour cent des projets d'immobilisations visaient à remplacer les éléments vétustes ou détériorés de son réseau électrique. Des projets tels celui de télécommander 25 autres lignes d'alimentation du réseau de distribution ont été entrepris afin de mettre les nouvelles technologies et l'automatisation au service d'une amélioration de la fiabilité. Les dépenses en immobilisations ont également ciblé les besoins grandissants d'électricité en raison de l'accroissement de la clientèle.

Newfoundland Power a enregistré cette année le meilleur rendement de son histoire en matière de fiabilité. La clientèle a été alimentée en électricité 99,96 pour cent du temps et le nombre et la durée des interruptions de service ont diminué respectivement de 17 et de 28 pour cent en comparaison de 2004.

Les coûts d'exploitation par client ont été ramenés à 218 \$, contre 220 \$ en 2004. L'entreprise a réduit ses coûts d'exploitation par client d'environ 30 pour cent au cours des 10 dernières années, compte tenu de l'incidence de l'inflation.

Une fiabilité améliorée et des coûts d'exploitation réduits ont contribué à obtenir de la clientèle un taux de satisfaction de 89 pour cent en 2005.

En septembre, un partenariat a été créé avec les magasins Dominion afin de mettre sur pied 11 centres de paiement offrant aux clients des endroits pratiques et un horaire prolongé pour régler leur facture d'électricité, tout en réduisant les coûts d'exploitation de l'entreprise.

Depuis 10 ans, les tarifs d'électricité de Newfoundland Power ont fléchi d'environ 1,5 pour cent. La clientèle a cependant connu en juillet 2005 une hausse moyenne d'environ 5,2 pour cent du prix de l'électricité en raison des coûts de production plus élevés

Activités des services publics réglementés

de Newfoundland Hydro. En raison de la pression à la hausse du prix de l'électricité, Newfoundland Power est demeurée à l'affût d'occasions pouvant aider ses clients à mieux gérer leur consommation d'électricité. L'entreprise a poursuivi sa campagne de publicité « Bright Ideas » (Idées géniales) destinée à permettre à sa clientèle d'utiliser plus judicieusement l'électricité, fait la promotion de ses programmes de financement et de remise, et créé des partenariats locaux et nationaux visant à promouvoir une gestion efficace de l'électricité. Newfoundland Power a participé à un projet pilote d'un an pour l'installation de dispositifs « PowerCost Monitor », de surveillance des compteurs, qui fournissent en temps réel des données sur la consommation d'électricité des clients résidentiels. L'entreprise a participé à la promotion d'*ÉnerGuide* pour les maisons, de *Passez au froid* et d'*Energy Star*, trois programmes nationaux d'efficacité énergétique mis de l'avant par l'Office de l'efficacité énergétique de Ressources naturelles Canada.

En matière de sécurité, Newfoundland Power continue de se classer parmi les meilleurs de son secteur au Canada. L'entreprise a connu en 2005 son deuxième meilleur exercice au plan de la sécurité, résultat que ne dépassait que celui de 2004. La fréquence et la gravité des blessures ont été respectivement de 1,7 et de 6,4. Newfoundland Power s'est vu décerner l'an dernier par l'Association canadienne de l'électricité son *Prix d'excellence du président pour la sécurité des employés*.

Des améliorations technologiques ont été apportées au système de gestion des pannes et au centre de service à la clientèle. Ces améliorations, qui se poursuivront tout au long de 2006, améliorent la capacité de répondre aux appels, de donner des renseignements plus efficaces sur le rétablissement du service et d'informer les clients en cas de panne. Des améliorations ont également été apportées au site Web de l'entreprise pour donner aux clients un accès plus simple et plus rapide aux services fréquemment utilisés, en particulier les renseignements sur les comptes, les services en ligne et les conseils sur l'efficacité énergétique.

Newfoundland Power continue à respecter les systèmes de management environnemental (« SME ») de la norme ISO 14001 et elle a subi un audit SME tant de ses activités de production que de transport et de distribution. C'est le premier audit qui n'a identifié aucun problème de non-conformité ni exigé la mise en œuvre d'un plan d'action correctif.

L'entreprise a obtenu le prix *Pinnacle* de l'International Association of Business Communicators pour son programme interne de communications commerciales *Information – Your Source of Power!* Ce programme informe le personnel des objectifs de l'entreprise et des enjeux commerciaux en offrant des renseignements à jour sur les mesures clé du rendement et en mettant l'accent sur le rôle important de chaque employé dans l'atteinte des résultats.

Soixante-seize employés se sont prévalus en 2005 du programme de retraite anticipée. Tout au long de l'exercice, le personnel a assumé des fonctions et des responsabilités accrues et 19 nouveaux employés ont été embauchés, portant à 544 l'effectif. Une planification stratégique de la relève a été élaborée en mettant l'accent sur l'obtention des compétences techniques et opérationnelles nécessaires pour étayer les besoins futurs de l'entreprise.



Newfoundland Power dessert environ 227 000 abonnés, soit 85 pour cent des consommateurs de Terre-Neuve, et sa demande de pointe a atteint 1 124 MW en 2005.

Maritime Electric

Maritime Electric est le principal fournisseur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard. L'entreprise dessert environ 70 300 clients, ou 90 pour cent des consommateurs d'électricité de l'île, et elle a été en mesure de rencontrer une demande de pointe de 209 MW en 2005. Maritime Electric possède et exploite un système intégré de production, de transport et de distribution d'électricité dans toute la province. Elle s'approvisionne depuis le réseau du Nouveau-Brunswick grâce à deux câbles sous-marins qui traversent le Détroit de Northumberland. La société possède dans l'île, à Charlottetown et Borden-Carleton, deux centrales dont la puissance combinée totale atteint 150 MW.

L'entreprise achète auprès de New Brunswick Power (« Énergie NB ») la majorité de l'électricité nécessaire pour approvisionner l'Î.-P.-É. Elle a accès à l'électricité et à la puissance des centrales de Pointe Lepreau et de Dalhousie, propriété d'Énergie NB, en raison d'ententes couvrant la durée de vie de ces centrales. Maritime Electric a conclu avec Énergie NB une entente d'achat d'électricité à prix fixe qui couvre le reste de l'électricité acheté hors de l'île. L'entreprise produit dans l'île le reste de l'électricité dont elle a besoin au moyen de centrales thermiques ou éoliennes. Maritime Electric continue d'appuyer les efforts du gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard visant à approvisionner l'île en électricité à partir de sources renouvelables.



Les administrateurs de Maritime Electric (de g. à dr.) : le v.-p. planification et approvisionnement John Gaudet, le p.-d.g. James Lea, le v.-p. du service à la clientèle Fred O'Brien et le v.-p. des finances, chef des finances et secrétaire de l'entreprise William Geldert (Le 1^{er} juillet 2006, M. O'Brien deviendra p.-d.g., alors que M. Lea prendra sa retraite.)

La fiabilité du réseau est demeurée forte en 2005 alors que la clientèle n'a subi en moyenne que 3,47 heures d'interruption de service, ce qui marque la 12^e année consécutive où la fiabilité du réseau demeure en deçà du seuil autorisé par l'ancienne *Maritime Electric Company Limited Regulation Act*.

Le taux de satisfaction de la clientèle de Maritime Electric a grimpé à 77,7 pour cent, contre 72,5 pour cent l'exercice précédent. Quatre nouveaux centres de paiement ont été ouverts l'an dernier, procurant ainsi aux clients un meilleur accès aux renseignements et plus d'endroits où payer leur facture. Lors d'un sondage d'opinion publique national qu'a réalisé en 2005 l'Association canadienne de l'électricité, l'entreprise s'est classée au rang des cinq entreprises de services publics d'électricité les plus performantes au Canada. On a évalué le rendement en fonction de la satisfaction de la clientèle, de la courtoisie du personnel, des questions de service, de la sécurité publique, de la qualité de l'approvisionnement en électricité et de l'exactitude de la facturation.

L'entreprise a effectué cette année des dépenses en immobilisations dépassant les 40 millions de dollars afin d'améliorer son service à la clientèle et la fiabilité de son réseau électrique. Maritime Electric a terminé au début de 2006 la mise en œuvre de sa nouvelle centrale à

turbine à combustion de 50 MW. Cette centrale de 35 millions de dollars permettra de résoudre les problèmes de surcharge des câbles sous-marins qui relient l'Île-du-Prince-Édouard au réseau du Nouveau-Brunswick et augmentera la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Cette centrale, qui servira principalement à absorber les pointes de consommation, peut fonctionner à l'huile légère ou au gaz naturel, lorsqu'il sera disponible.

Maritime Electric a pour objectif de fournir un réseau d'électricité qui garantisse à long terme aux îliens un approvisionnement fiable à coût abordable. L'annonce, en juillet, que le gouvernement du Nouveau-Brunswick remettra en état de la centrale nucléaire de Pointe Lepreau rassure sur la stabilité à long terme de l'approvisionnement en électricité.

Activités des services publics réglementés

L'entreprise a étudié cette année des moyens de mieux utiliser la technologie afin d'améliorer le service à la clientèle. On a mis l'accent sur l'intégration de logiciels actuels afin de réduire le temps de réponse pendant les pannes du réseau. Cet effort conjoint des secteurs de l'exploitation et de la technologie de l'information permettra d'établir un plan d'action afin d'instaurer des moyens pour réduire les coûts d'exploitation et améliorer le service à la clientèle. La première phase de la mise à niveau du système de communications de l'entreprise, qui passe du mode analogue au numérique, a été parachéevée en 2005. Cela améliorera le délai de rétablissement du service lors de pannes.

Maritime Electric travaille en étroite collaboration avec tous les paliers de gouvernement afin de respecter les normes environnementales les plus élevées dans ses activités d'exploitation et d'explorer des occasions de partenariat pour des projets environnementaux. L'entreprise a signé en novembre avec la province de l'Île-du-Prince-Édouard un protocole d'entente visant l'amélioration de la capacité des lignes de transport de l'île. Ce projet conjoint procurera des

lignes de transport pour l'exportation de l'électricité produite par les nouveaux projets éoliens commerciaux de l'île. Il vise à remplacer les combustibles fossiles comme source de production d'électricité et à réduire ainsi d'un million de tonnes par année les émissions de gaz carbonique. Il a également pour objectifs de réduire la dépendance aux combustibles fossiles, de favoriser le développement économique de la province, de créer pour la région une source d'énergie renouvelable à prix concurrentiel, d'arriver à une plus grande stabilité du prix de l'électricité et de permettre à la province de respecter ses obligations dans le cadre du Protocole de Kyoto.

En 2005, 40,5 GWh, soit 3,8 pour cent de l'approvisionnement de Maritime Electric, provenaient de l'achat d'énergie éolienne produite par PEI Energy Corporation dans ses installations de North Cape. La diversification des sources et le recours aux énergies renouvelables accroîtra la sécurité de l'approvisionnement et procurera à tous les îliens un environnement plus propre.

L'entreprise s'est vu décerner en 2005 le prix de l'environnement par le ministère de l'environnement, de l'énergie et de la foresterie pour son engagement envers la préservation de l'environnement. Ce prix a été accordé pour l'engagement exceptionnel de Maritime Electric envers la protection de l'aigle pêcheur.

La santé et la sécurité au travail font partie intégrante de la vie du personnel. Conformément à la législation provinciale, l'entreprise a élaboré en 2005 sa documentation formelle relativement aux fonctions et aux responsabilités de ses 175 employés en matière de santé et sécurité au travail.

Comme toute entreprise de services publics, Maritime Electric doit s'assurer qu'elle dispose en tout temps des ressources humaines nécessaires pour bien servir sa clientèle. Un certain nombre de projets de planification de la main-d'œuvre, y compris l'embauche de nouveaux apprentis, ont été entrepris en 2005 pour faire en sorte que l'entreprise conserve les compétences et les connaissances techniques nécessaires lorsque son personnel actuel aura pris sa retraite dans les années à venir.



La nouvelle centrale à turbine à combustion de 50 MW de Maritime Electric améliorera la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement de l'Île-du-Prince-Édouard.

FortisOntario est une entreprise de services publics d'électricité qui possède et exploite le réseau de distribution de Canadian Niagara Power et de Cornwall Electric. L'entreprise dessert environ 51 300 clients principalement situés à Fort Érié, Port Colborne, Cornwall et Gananoque, en Ontario, et elle a été en mesure de rencontrer en 2005 une demande de pointe combinée de 249 MW. FortisOntario possède également une ligne de transport transfrontalière réglementée entre l'État de New-York et Fort Érié. L'entreprise possède de plus une participation de 10 pour cent dans Westario Power Holdings Inc. et dans Rideau St. Lawrence Holdings Inc., deux sociétés de distribution d'électricité qui desservent ensemble plus de 27 000 consommateurs.

FortisOntario a investi environ 12 millions de dollars en 2005 dans de grands travaux destinés à assurer la fiabilité et l'efficacité de son réseau électrique. À Port Colborne, un nouveau poste de distribution a été mis en fonction, en remplacement d'un poste vétuste, ce qui a sensiblement amélioré la fiabilité du réseau. À Fort Érié, l'élévation de la tension de distribution s'est poursuivie dans le cadre d'un programme de plusieurs années destiné à réduire les pertes du réseau. Le branchement au nouveau système de surveillance et d'acquisition des données a été mis à niveau afin d'étendre les possibilités de télécommande des postes de distribution. Cette amélioration permet de réagir plus vite et plus efficacement aux défauts du réseau et d'abrèger la durée des interruptions de service. À Cornwall, des immobilisations ont permis d'effectuer des travaux axés sur la clientèle et la reconstruction de certaines parties du réseau afin de déplacer vers des endroits plus accessibles certaines lignes d'alimentation du

réseau de distribution. À Gananoque, on a procédé au remplacement de lignes d'alimentation et d'équipements de distribution détériorés et à la mise à niveau des lignes de distribution actuelles. Un programme d'élagage préventif s'est poursuivi sur tout le territoire desservi dans le cadre d'un travail d'entretien continu destiné à identifier et à éliminer tout problème éventuel.

Un centre nouvellement amélioré de données informatiques a été mis en service à Fort Érié. En regroupant en un même endroit les données, les communications et la technologie du contrôle environnemental, nous sommes parvenus à mettre en place des pratiques exemplaires en matière de gestion de l'électricité, de suppression des incendies et de sécurité. Cette amélioration consolide et réduit les coûts à long terme associés à l'équipement et à l'entretien connexes.

Le taux de satisfaction de la clientèle de FortisOntario s'établissait à 85 pour cent, en hausse par rapport à 83 pour cent l'an dernier. Les améliorations en cours du réseau de distribution et la diminution de la durée moyenne des pannes, ainsi que de meilleures communications avec la clientèle au sujet de l'évolution du marché de l'électricité et des économies d'énergie, ont contribué à augmenter le taux de satisfaction de la clientèle. Les clients continuent de valoriser davantage la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement en électricité, ainsi que la qualité du service, qui récoltent respectivement

une note de 95 et 89 pour cent. L'entreprise continue de dépasser les normes de rendement établies par la Commission de l'énergie de l'Ontario quant au délai de réponse, aux branchements et au pourcentage d'appels ayant reçu une réponse en moins de 30 secondes.

FortisOntario a reçu en 2005 le prix de bronze de l'Electrical & Utilities Safety Association (« E&USA »). Les prix de l'E&USA récompensent les entreprises de services publics qui mettent sur pied des systèmes de gestion efficaces en matière de santé et sécurité au travail, par le biais des politiques de la société, de la description des tâches, des objectifs stratégiques et de réunions



La direction de FortisOntario (de g. à dr.) : le v.-p. de l'exploitation Angus Orford, le p.-d.g. William Daley, le v.-p. des finances et chef des finances Glen King, et le v.-p. des services généraux, chef du contentieux et secrétaire général Scott Hawkes

Activités des services publics réglementés

régulières, de la formation et du respect sur le terrain des consignes de sécurité. L'entreprise a également été soumise en 2005 à un audit environnemental et elle est en train de mettre en œuvre un certain nombre des meilleures pratiques recommandées. Il s'agit en particulier de mettre à jour le résultat du dépistage des substances dangereuses dans les transformateurs des postes de distribution, d'inventorier tout l'équipement contenant des substances susceptibles d'appauvrir la couche d'ozone, de mettre à jour les plans des installations afin d'identifier les endroits où se trouve l'équipement de sécurité et de retirer du service les puits de surveillance qui ne sont plus nécessaires.

Un programme de retraite anticipée volontaire a été proposé en novembre au personnel admissible. Ce programme s'inscrit dans l'effort de rentabilisation destiné à contrer les défis croissants de la réglementation et de la concurrence. Environ 9 pour cent de tous les employés se sont prévalus de ce programme.

FortisOntario est demeurée fidèle à sa tradition de bonnes relations de travail. Une nouvelle convention collective d'une durée de quatre ans a été négociée et ratifiée avec les employés de Cornwall Electric représentés par le local 1371 du SCFP (Syndicat canadien de la fonction publique). Un programme de mentorat pour le personnel de gestion a été mis sur pied en 2005, afin de favoriser le perfectionnement continu des employés et d'appuyer les projets de planification de la relève. De plus, des programmes de bien-être ont été lancés dans tous les lieux de travail, afin de promouvoir la santé et le bien-être général des 140 employés de l'équipe de l'entreprise.



FortisOntario s'est mérité en 2005 un taux de satisfaction de la clientèle de 85 pour cent. Les clients continuent de valoriser davantage la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement en électricité, ainsi que la qualité du service, qui récoltent respectivement une note de 95 et 89 pour cent.

FortisOntario a publié en décembre un livre intitulé *The Canadian Niagara Power Company Story*. Rédigé par l'historien Norman R. Ball, ce livre relate l'histoire de l'entreprise, depuis sa fondation en 1892, et le rôle de pionniers qu'à joué son personnel dans la production et la distribution de l'électricité à Niagara Falls et à Fort Érié.

FortisOntario continue de faire pression auprès du gouvernement de l'Ontario afin d'abolir, dans le cas des entreprises de distribution appartenant à des intérêts canadiens, les droits de mutation et les exemptions qui y sont associées dans le secteur ontarien de la distribution de l'électricité. L'entreprise continue de rechercher des occasions de partenariat ou d'acquisition touchant des services publics municipaux afin d'accroître ses activités de distribution.

FortisAlberta est une entreprise de services publics de distribution d'électricité qui possède et exploite environ 103 000 kilomètres de lignes de distribution et distribue de l'électricité produite par d'autres à sa clientèle du sud et du centre de l'Alberta. L'entreprise compte environ 415 000 abonnés et a répondu en 2005 à une demande de pointe de 2 495 MW.

FortisAlberta et la Ville d'Airdrie ont passé en juin un contrat de concession de 10 ans qui accorde à FortisAlberta le droit exclusif de distribuer l'électricité et d'assurer la construction, l'exploitation et l'entretien du réseau de distribution d'électricité de la Ville d'Airdrie. Ce contrat de concession renforce les relations de franchisé. FortisAlberta dessert plus de 145 collectivités, dont 89 pour cent par le biais de contrats de concession normalisés et individuels.

FortisAlberta a conclu en août une entente avec EPCOR Energy Services (Alberta) Inc. (« EPCOR ») afin de régler tous les aspects de la réclamation d'EPCOR relative aux modalités des tarifs de distribution. FortisAlberta a travaillé en étroite collaboration avec EPCOR en 2005 afin de renforcer les relations de travail entre les deux entreprises. L'entente avec EPCOR, ainsi que le contrat de concession d'Airdrie, résolvent les dernières questions en suspens relatives à l'acquisition de FortisAlberta.



La direction de FortisAlberta (de g. à dr.) : le v.-p. de l'informatique et chef de l'informatique Alan Skiffington, le v.-p. des finances et chef des finances James Harbilas, la v.-p. du service à la clientèle Karin Gashus, le p.-d.g. Philip Hughes, la v.-p. des services généraux et de la réglementation Cynthia Johnston, et le v.-p. de l'exploitation et de l'ingénierie Gary Smith

FortisAlberta a embauché 51 monteurs de ligne et apprentis supplémentaires et elle a restructuré son service de l'exploitation afin de s'assurer qu'elle dispose des ressources humaines nécessaires pour parachever ses importants projets d'immobilisations et répondre efficacement aux besoins de sa clientèle. Grâce à cette réorganisation, le temps d'attente pour les appels de dépannage s'est amélioré de 7 pour cent par rapport à 2004 et FortisAlberta a respecté le niveau de service prévu par ses ententes dans 99 pour cent des cas. L'entreprise est désormais mieux en mesure de travailler sur des lignes sous tension, car elle dispose maintenant de 90 employés formés à cet effet, contre 30 en 2004. Cette meilleure formation du personnel a contribué à améliorer la fiabilité du service en réduisant le besoin d'interruptions planifiées.

Afin de répondre à l'augmentation de la demande et d'assurer la fiabilité de son réseau, FortisAlberta y a investi en 2005 environ 165 millions de dollars, avant les apports à l'appui de la construction. Les principaux projets d'immobilisations comprennent un investissement de 77 millions de dollars afin de relier 11 000 nouveaux abonnés à son réseau de distribution et un investissement de 54 millions de dollars afin d'entretenir le réseau de distribution et d'assurer une capacité adéquate pour desservir ses nouveaux clients.

Malgré les conditions climatiques difficiles qui ont sévi en 2005 dans les régions éloignées du territoire de FortisAlberta, la fiabilité du service à la clientèle s'est améliorée dans son ensemble et la durée des pannes est tombée à 1,85 heure, contre 2,47 heures en 2004. En juin, des inondations records et une tornade ont endommagé environ 300 poteaux de distribution appartenant à FortisAlberta et 125 pylônes de transmission. Une excellente collaboration avec l'exploitant des lignes de transmission AltaLink et le concours de plus de 125 employés des divers points de service de FortisAlberta a accéléré le rétablissement du service. En septembre, une tempête de neige précoce a endommagé à Crowsnest Pass les lignes de transmission et de distribution et a

Activités des services publics réglementés

privé d'électricité environ 3 600 clients de la région. Pour la première fois dans l'histoire de l'entreprise, quatre énormes génératrices ont servi à alimenter tout le réseau de distribution de la région afin de procurer de l'électricité aux abonnés pendant les travaux de rétablissement du service.

FortisAlberta a continué en 2005 d'améliorer le rendement de son service à la clientèle et de renforcer ses relations avec les abonnés. Ces efforts ont porté fruit et le taux de satisfaction de la clientèle de l'entreprise a atteint 76,0 pour cent, contre 74,2 pour cent l'exercice précédent.

Le service de la technologie de l'information a consacré beaucoup d'efforts à mettre sur pied un centre informatique de secours dans le cadre d'un programme à l'échelle de Fortis visant à assurer la continuité de l'exploitation en cas de désastre naturel. L'amélioration de la capacité de récupération des données en cas de désastre et le programme de continuité de l'exploitation permettent à FortisAlberta de maintenir les services essentiels en cas de panne majeure de son système informatique.

Il importe à FortisAlberta d'exercer ses activités en respectant les normes les plus élevées de sécurité, tant envers le public qu'envers son personnel. Une formation axée sur la conduite défensive a réduit de 76 pour cent en 2005 le nombre total de collisions impliquant des véhicules de l'entreprise.

Empêcher les contacts accidentels avec les installations électriques demeure une priorité pour FortisAlberta. La fréquence des électrocutions a augmenté depuis quatre ans en Alberta, en raison de la multiplication des chantiers de construction, de l'afflux de nouveaux travailleurs dans la province et du manque d'information et de sensibilisation relativement aux dangers de l'électricité. Tout au long de l'année, l'entreprise a collaboré avec le secteur de la construction afin de mieux renseigner et former les ouvriers sur les dangers de l'électricité en milieu de travail. FortisAlberta a également lancé au printemps et à l'automne sa campagne Your Safety is Looking Up, afin de mieux sensibiliser la population aux dangers des lignes à haute tension et de prévenir les électrocutions.

FortisAlberta tient à se conformer à la législation fédérale et provinciale sur la protection de l'environnement, et à respecter ou dépasser les meilleures pratiques du secteur en matière de responsabilité environnementale. En 2005, l'entreprise a poursuivi l'élaboration de SME en vertu de la norme ISO 14001. Les SME assurent l'évaluation continue, la détermination des risques et la mise en œuvre d'améliorations pour les programmes touchant les questions, la formation et l'intendance liées à l'environnement.

La formation du personnel joue un rôle de premier plan pour faire en sorte que l'équipe de FortisAlberta, qui compte environ 900 employés, possède les connaissances et les compétences nécessaires pour offrir un excellent service à la clientèle. L'entreprise a lancé en 2005 un programme de mentorat et mis sur pied un programme de leadership visant à améliorer le rendement du personnel. La haute direction organise régulièrement des ateliers sur le sens des affaires afin que le personnel puisse en savoir davantage sur les activités de l'entreprise, le secteur des services publics d'électricité et le climat commercial mondial.



Afin de répondre à l'augmentation de la demande et d'assurer la fiabilité de son réseau, FortisAlberta y a investi en 2005 environ 165 millions de dollars, avant les apports à l'appui de la construction.

FortisBC est une entreprise intégrée et réglementée de services publics qui exerce ses activités dans la partie sud de l'intérieur de la Colombie-Britannique. Elle dessert directement et indirectement environ 150 000 abonnés et elle a répondu en 2005 à une demande de pointe d'environ 708 MW. Ses actifs comprennent plus de 6 400 kilomètres de lignes de transport et de distribution d'électricité et quatre centrales hydroélectriques d'une capacité combinée de 214 MW à la fin de 2005, qui a augmenté à 235 MW au début de 2006. FortisBC assure la production d'environ 50 pour cent de ses besoins en électricité et achète le reste en vertu de contrats d'approvisionnement.

Nous avons franchi cette année une étape importante, alors que FortisBC respectait son engagement de rapatrier en Colombie-Britannique son siège social et de redevenir une entreprise de services publics gérée et exploitée localement. FortisBC a accompli en grande partie sa transition pour devenir une filiale autonome de services publics du groupe Fortis, en se détachant de FortisAlberta pour certains services qu'elle partageait auparavant avec elle. John Walker, ancien président-directeur général de Fortis Properties, a été nommé en avril président-directeur général de FortisBC et, au cours de l'exercice, toute l'équipe de la haute direction de l'entreprise a été choisie et s'est installée à Kelowna.

Dans le cadre de l'engagement de FortisBC visant à offrir un service à la clientèle hors pair, un centre d'appels a ouvert ses portes en mai à Trail. Un numéro sans frais, 1-866-4FORTIS, a également été mis en place pour garantir aux abonnés un service local personnalisé et répondre plus efficacement à leurs besoins. Tout au long de 2005, 120 nouveaux employés ont été embauchés, portant à plus de 500 l'effectif total de l'entreprise.



La direction de FortisBC (de g. à dr.) : le v.-p. de la production Don Debiene, le v.-p. du transport et de la distribution Doyle Sam, le p.-d.g. John Walker, la v.-p. des finances et chef des finances Michele Leeners, le chef du contentieux et secrétaire général David Bennett, et le v.-p. du service à la clientèle et des services généraux Michael Mulcahy

FortisBC a entrepris un important programme d'immobilisations à long terme pour améliorer la fiabilité du service et répondre efficacement à l'accroissement de la demande en énergie. L'entreprise a investi cette année environ 116 millions de dollars en projets d'immobilisations, avant les apports à l'appui de la construction.

Une réalisation clé du projet d'augmentation de la puissance du réseau du sud de la vallée de l'Okanagan a été achevée en octobre lorsque FortisBC a mis en service le poste de transformation du lac Vaseux. Ce nouveau poste, qui relie au réseau de transport de 500 kilovolts de BC Hydro les lignes de transport de l'entreprise dans la vallée de l'Okanagan, permet à FortisBC de répondre à la demande croissante d'électricité dans la région du sud de la vallée de l'Okanagan et d'offrir aux abonnés un réseau plus fiable dans la vallée de l'Okanagan et les régions frontalières de Kootenay. Le projet du lac Vaseux a été parachevé avant l'échéance et en deçà du budget. Son parachèvement a nécessité une consultation en profondeur avec les abonnés et les intéressés, particulièrement avec des groupes locaux des Premières Nations, afin d'obtenir leurs commentaires et leur expertise. On a accordé une attention particulière aux effets du projet sur l'environnement par l'embauche de biologistes locaux et la mise en œuvre de diverses mesures visant à protéger les espèces à risque et leur

habitat. Le projet d'augmentation de la puissance du réseau du sud de la vallée de l'Okanagan, d'une valeur de 62 millions de dollars (31 millions de dollars ont été dépensés en 2005), prévoit également d'apporter à quatre postes actuels de distribution des modifications qui devraient être parachevées vers le milieu de 2006.

L'entreprise a terminé la première phase de son projet de mise à niveau du réseau de transport de la région de Kelowna, afin de répondre à la demande grandissante et d'augmenter la fiabilité de son réseau. FortisBC a investi en 2005 environ 7 des 14 millions

Activités des services publics réglementés

de dollars de ce projet et la phase finale devrait être parachevée en 2006. Cette mise à niveau améliorera la fiabilité du réseau dans la région de Kelowna, où la croissance de la demande est la plus rapide. FortisBC a également investi en 2005 près de 14 millions de dollars dans le cadre de son programme de mise à niveau et de prolongation de la vie de ses centrales, programme qui devrait prendre fin en 2010. Ce programme, qui prévoit la reconstruction des centrales et de leurs annexes, a pour effet d'en prolonger d'au moins 40 ans la durée.

La durée des interruptions de service a diminué d'environ 15 pour cent par rapport à 2004. Toutefois, en raison de la configuration temporaire du réseau et de la mise en service de nouveaux équipements provenant des immobilisations, les abonnés ont connu par rapport à l'exercice précédent une augmentation des interruptions planifiées. FortisBC prévoit que ces améliorations à court terme augmenteront la fiabilité à long terme du réseau à mesure que progresse le plan d'immobilisations.

FortisBC a renouvelé pour une période de 30 ans l'accord relatif à la centrale du canal Kootenay. Cet accord multipartite mutuellement bénéfique régit la coordination de la production hydroélectrique le long de la rivière Kootenay, dans la région de Kootenay Ouest en Colombie-Britannique. Il comporte des volets provinciaux, nationaux et internationaux. Son renouvellement est assujéti à l'approbation de la British Columbia Utilities Commission.

Le programme de dépenses en immobilisations de FortisBC, de concert avec l'augmentation de la productivité, a amélioré le service à la clientèle, la fiabilité du réseau et la sécurité. L'entreprise a obtenu en 2005 un taux global de satisfaction de la clientèle de 81 pour cent, en hausse par rapport à 71 pour cent l'exercice précédent. FortisBC fait la promotion d'une meilleure utilisation de l'électricité et offre conseils et motivation aux abonnés qui cherchent à améliorer l'efficacité énergétique de leur résidence ou de leur entreprise. Nos abonnés ont économisé en 2005 environ 23 GWh grâce à une meilleure efficacité énergétique.

Le nombre de blessures au travail et de jours perdus a diminué par rapport à 2004, amélioration considérable compte tenu des importants travaux qui ont été mis en œuvre cette année dans le cadre des projets d'immobilisations et de la hausse approximative de 30 pour cent de l'effectif de l'entreprise. FortisBC a également franchi en 2005 une étape importante en matière de sécurité, car le personnel du transport et de la distribution de la région de l'Okanagan a complété un an sans blessure exigeant des soins médicaux ou occasionnant une perte de temps de travail. L'entreprise a lancé, de concert avec d'autres entreprises de services publics de la Colombie-Britannique et des organismes de sécurité, une campagne de publicité à frais partagés pour sensibiliser davantage le public à la sécurité et aux dangers potentiels de l'électricité.

FortisBC a travaillé en étroite collaboration avec les autochtones de la basse Similkameen afin d'élaborer un plan d'intendance de l'habitat qui consacre plus de 500 acres de terrain afin de protéger les espèces végétales et animales menacées. L'entreprise a également conclu une entente tripartite avec la bande indienne d'Osoyoos et le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, donnant à FortisBC libre accès aux terrains de la bande pour l'entretien habituel et d'urgence et la construction de nouveaux prolongements.



FortisBC a investi cette année environ 116 millions de dollars en projets d'immobilisations, avant les apports à l'appui de la construction, pour améliorer la fiabilité du service et répondre efficacement à l'accroissement de la demande en énergie.

Belize Electricity

Belize Electricity est le principal distributeur d'électricité du Belize, en Amérique Centrale. Desservant environ 69 000 abonnés, l'entreprise est en mesure de répondre à une demande de 64 MW grâce à un approvisionnement diversifié comprenant l'achat d'électricité auprès de Belize Electric Company Limited (« BECOL »), de la Comisión Federal de Electricidad, société d'électricité appartenant au gouvernement mexicain, et ses propres moyens de production, petite centrale au diesel que complètera bientôt une centrale thermique alimentée au gaz naturel. La majorité de la clientèle est raccordée au réseau d'électricité du Belize, qui est lui-même relié au réseau d'électricité du Mexique, ce qui permet à l'entreprise d'optimiser son approvisionnement. Fortis détient une participation de 68 pour cent dans Belize Electricity.

Offrir malgré l'escalade du prix du pétrole un service à la clientèle rentable et impeccable est demeuré prioritaire en 2005. Belize Electricity a obtenu l'approbation réglementaire pour une augmentation moyenne de 11 pour cent de ses tarifs à compter du 1^{er} juillet 2005. Cet ajustement des tarifs, qui représente la première augmentation des tarifs d'électricité depuis 1984, se rapportait en partie à l'activité du compte de stabilisation tarifaire en fonction du coût de l'électricité (« CSTCE ») de l'entreprise. Une campagne de communications a été lancée au cours de l'année pour informer les abonnés de la raison de cette hausse et promouvoir des pratiques de conservation de l'énergie susceptibles d'en atténuer l'impact.

Les abonnés ont récompensé Belize Electricity pour ses efforts constants de fournir un service à la clientèle impeccable en lui attribuant pour l'exercice une note de satisfaction de 83,5 pour cent, malgré l'augmentation des tarifs. C'est la cinquième année consécutive pour laquelle l'entreprise a conservé une note de satisfaction de la clientèle supérieure à 80 pour cent. Nous avons

rencontré au cours de l'année de nombreux abonnés, afin de discuter avec eux de leurs besoins en matière de service et de leurs attentes. Leurs commentaires ont été pris en compte afin d'améliorer la productivité et le service à la clientèle.



Belize Electricity a investi au cours de l'exercice 12,6 millions de dollars US dans des projets d'immobilisations destinés à répondre aux besoins d'électricité des nouveaux abonnés et à améliorer la fiabilité de son réseau. En raison surtout de la réalisation de ces projets d'expansion, la clientèle a augmenté de 3,9 pour cent en 2005. Un important projet d'expansion du réseau visait le raccordement de Spanish Lookout au réseau national. Spanish Lookout, collectivité industrielle de l'ouest de Belize, est l'un des plus grands centres de production alimentaire du pays. Cette expansion du réseau a permis de raccorder dans cette collectivité environ 480 nouveaux abonnés et a augmenté de 2 pour cent en moyenne les ventes mensuelles de Belize Electricity.

Des projets destinés à augmenter la fiabilité du réseau ont été mis en œuvre cette année, notamment un programme de gestion préventive de la végétation ayant pour objet de réduire les feux de brousse qui peuvent entraîner la perte

de poteaux, et un programme de formation en techniques de travail sur les lignes sous tension, pour améliorer les pratiques d'entretien. Avec le concours de Newfoundland Power, une analyse préventive Thermoscan a été réalisée afin d'identifier les faiblesses éventuelles du réseau d'électricité. Une étude a également été commandée afin de lancer en 2006 un programme d'entretien préventif des postes de distribution.

La direction de Belize Electricity (de g. à dr.) : la secrétaire de l'entreprise Juliet Estell, le v.-p. de l'ingénierie et de l'approvisionnement en énergie Joseph Sukhndan, le p.-d.g. Lynn Young, le v.-p. de l'exploitation Felix Murrin et le v.-p. des finances et chef des finances Rene Blanco

Activités des services publics réglementés

Belize Electricity a commencé en avril le remplacement de son système de renseignements sur la clientèle et de facturation. Une formation intensive se poursuit relativement au nouveau système qui, lorsqu'il sera entièrement fonctionnel au début de 2006, offrira des options plus avancées de gestion et de traitement des renseignements de facturation et des demandes de service.

Une nouvelle version du site Web de l'entreprise a été mise en ligne en décembre. Elle permet aux abonnés de naviguer plus facilement et offre de nouvelles fonctionnalités, dont la possibilité de faire en ligne des demandes de service. Ce site assure le service à la clientèle, donne des renseignements sur l'entreprise et fournit en temps réel des renseignements sur le rétablissement du service.

Il tient à cœur à Belize Electricity de perfectionner son équipe de plus de 250 employés. Des projets visant l'amélioration des connaissances professionnelles et des compétences techniques du personnel se sont poursuivis tout au long de l'année. Un certain nombre d'employés ont participé à des ateliers de formation conjoints qui se sont tenus en collaboration avec d'autres filiales de Fortis, afin de partager des connaissances et de l'expérience relativement aux meilleures pratiques en matière de vérification interne, de sécurité, de communications de l'entreprise et de ressources humaines.

Le programme *People Strategy* vise à orienter les pratiques des ressources humaines sur les stratégies de l'entreprise. Au cours de l'année, l'élaboration de lignes directrices relatives à la rémunération et à l'avancement professionnel, ainsi que la planification de l'effectif technique, ont été complétées. Ces projets feront en sorte que les compétences des travailleurs correspondront mieux aux stratégies commerciales actuelles et futures de Belize Electricity.

La construction d'un centre informatique de secours a été achevée afin d'assurer la poursuite des activités en cas de crise pouvant affecter le système informatique de l'entreprise. Ce centre comprend un système de sauvegarde qui a pour but de réduire le temps d'arrêt en cas d'urgence opérationnelle. Il sera entièrement en fonction vers le milieu de 2006.

Les efforts continus déployés à l'échelle de l'entreprise pour améliorer les pratiques en matière de santé et de sécurité au travail ont porté fruit. La fréquence des blessures de tout genre et le nombre de collisions de véhicules ont chuté respectivement de 67 pour cent et de 12 pour cent par rapport à l'exercice précédent. Une formation complémentaire a été offerte en 2005 en conduite défensive, premiers soins et techniques de RCP et pratiques sécuritaires relatives aux activités à risques moyens.

Un premier audit des SME de Belize Electricity a été effectué en 2005 et a donné des résultats positifs. Les SME ont été lancés en 2004 dans le cadre d'un plan visant à obtenir d'ici 2007 pour l'entreprise l'homologation ISO 14001. Les efforts déployés par le personnel pour se conformer aux normes et procédures des SME ont permis à l'entreprise d'atteindre en 2005 le record des plus faibles déversements de pétrole, tant par leur nombre que par leur importance. Un plan d'action a de plus été élaboré afin d'améliorer ce rendement à l'avenir.



Il tient à cœur à Belize Electricity de perfectionner son équipe de plus de 250 employés. Des projets visant l'amélioration des connaissances professionnelles et des compétences techniques du personnel se sont poursuivis tout au long de l'année.



Caribbean Utilities produit, transporte et distribue de l'électricité au bénéfice de plus de 20 000 abonnés de l'île Grand Cayman, aux Îles Caïmans. Fortis détient dans cette entreprise une participation de 36,9 pour cent.

Caribbean Utilities produit, transporte et distribue de l'électricité au bénéfice de plus de 20 000 abonnés de l'île Grand Cayman, aux Îles Caïmans. L'entreprise est l'un des fournisseurs d'électricité les plus fiables et efficaces de toute la région. Sa capacité de production atteignait 107 MW au 31 décembre 2005 et son réseau a répondu à l'été 2005 à une demande de pointe de 79 MW.

Caribbean Utilities bénéficie d'un permis d'exploitation exclusif de 25 ans que lui a octroyé le gouvernement des Îles Caïmans. Aux termes de ce permis, l'entreprise a droit à un rendement de 15 pour cent sur sa base de facturation. Caribbean Utilities a repris en novembre 2005 avec le gouvernement des Îles Caïmans ses négociations en vue du renouvellement de son permis, dans l'espoir d'obtenir ce nouveau permis d'ici l'été 2006. Le permis actuel demeure pleinement en vigueur jusqu'en janvier 2011 ou jusqu'à ce qu'il soit remplacé par entente mutuelle par un nouveau permis.

Les actions ordinaires de catégorie A de Caribbean Utilities sont inscrites en fonds US à la Bourse de Toronto sous le symbole CUP.U.

Fortis détient dans Caribbean Utilities une participation de 36,9 pour cent et comptabilise cet investissement à la valeur de consolidation.



Activités des **filiales non réglementées**

Fortis Generation

Fortis Generation exploite des centrales électriques non réglementées dans la région centrale de Terre-Neuve, en Ontario, en Colombie-Britannique, dans le nord de l'État de New-York et au Belize. Ces centrales électriques non réglementées ont une puissance combinée de 195 MW, dont 190 MW sont d'origine hydroélectrique.



Dans le nord de l'État de New-York, l'entreprise possède quatre centrales hydroélectriques non réglementées, situées à Moose River, Philadelphia, Dolgeville et Diana. Ces centrales possèdent une puissance combinée d'environ 23 MW.

Dans la région centrale de Terre-Neuve, Fortis Generation détient une participation de 51 pour cent dans la société en nom collectif Exploits River Hydro (« société Exploits ») à laquelle participe également Abitibi-Consolidated Company of Canada (« Abitibi-Consolidated »). La société Exploits a été créée en 2001 afin d'accroître la puissance de la centrale hydroélectrique de Grand Falls-Windsor appartenant à Abitibi-Consolidated et de moderniser celle de Bishop's Falls, qui appartient également à cette société forestière et fonctionne à 50 Hz, de manière à hausser d'environ 140 gigawattheures (« GWh ») leur production annuelle, qui atteint désormais 600 GWh. Le projet de la société Exploits est entré en fonction en novembre 2003. Abitibi-Consolidated continue d'utiliser l'équivalent de l'ancienne production annuelle, alors que l'excédent de production est vendu à Newfoundland Hydro selon les termes d'un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 30 ans.

Les activités non réglementées en Ontario se rapportent au droit d'usage de l'eau à la centrale hydroélectrique Rankine, d'une puissance de 75 MW, située à Niagara Falls, à la centrale de cogénération District Heating de Cornwall, d'une puissance de 5 MW, et à six petites centrales hydroélectriques d'une puissance combinée de 8 MW, situées dans l'est de l'Ontario. À l'exception de celle de la centrale de cogénération de Cornwall, l'électricité produite est vendue au prix du marché pratiqué en Ontario.

En Colombie-Britannique, l'entreprise possède la centrale non réglementée de Walden, située près de Lillooet; il s'agit d'une centrale hydroélectrique au fil de l'eau, d'une

Activités des filiales non réglementées

puissance de 16 MW, qui faisait partie des actifs de Fortis BC lors de son acquisition en mai 2004. Cette centrale vend la totalité de sa production à BC Hydro en vertu d'un contrat à long terme.

Dans le nord de l'État de New-York, l'entreprise possède quatre centrales hydroélectriques non réglementées, d'une puissance combinée d'environ 23 MW, situées à Moose River, Philadelphia, Dolgeville et Diana. La production annuelle moyenne combinée de ces centrales modernes, qui atteignent 85 GWh, est vendue au prix du gros en vertu d'une série de contrats renouvelables.

Au Belize, BECOL possède et exploite, sur la rivière Macal, la centrale hydroélectrique Mollejon, d'une puissance de 25 MW. Le barrage Chalillo a été mis en eau en juillet et la centrale hydroélectrique, d'une puissance de 7 MW, a été mise en service en septembre. Le barrage de retenue et la centrale hydroélectrique devraient doubler la production électrique moyenne annuelle de la Rivière Macal, ce qui la portera de 80 GWh à 160 GWh. Mollejon et Chalillo sont les seules centrales hydroélectriques commerciales de Belize. BECOL vend la totalité de sa production à Belize Electricity selon les termes d'un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 50 ans.



Dans la région centrale de Terre-Neuve, Fortis Generation détient une participation de 51 pour cent dans la société en nom collectif Exploits River Hydro.



Au Belize, le barrage et la centrale de Chalillo devraient doubler la production électrique moyenne annuelle de la Rivière Macal, qui atteindra 160 GWh.

Fortis Properties possède et exploite des hôtels dans six provinces du Canada et des immeubles commerciaux dans les provinces canadiennes de l'Atlantique. Son portefeuille hôtelier et immobilier comprend 15 hôtels, qui représentent au total plus de 2 900 chambres et 2,7 millions de pieds carrés d'immeubles commerciaux. Filiale en propriété exclusive de Fortis, cette entreprise permet à la société d'accroître et de diversifier ses activités hors du domaine des services publics.

Fortis Properties a franchi en février un nouveau jalon lors de l'acquisition de ses premiers hôtels en Alberta et au Manitoba. Cette acquisition, pour la somme de 63 millions de dollars, de trois hôtels Greenwood Inn a permis d'ajouter au portefeuille hôtelier de l'entreprise 650 chambres et 128 employés. Ces hôtels sont bien positionnés dans le volet central du marché et offrent une gamme complète de services. L'agrandissement du territoire de Fortis Properties permet à l'entreprise de tirer parti de sa réputation d'excellence en matière de service.

L'entreprise a également exercé ses droits de propriété et de franchisage de la bannière Greenwood Inn. Depuis l'expiration, en décembre, de son contrat de licence avec la chaîne Holiday Inn, l'hôtel de Corner Brook prend désormais le nom de Greenwood Inn & Suites.

Une autre étape déterminante a été franchie en juin avec le parachèvement de l'agrandissement de 15 millions de dollars à l'hôtel et centre des congrès Delta de St. John's. Complété un mois plus tôt que prévu, l'ajout de 128 chambres et de 3 000 pieds carrés de salles de réunions en fait le plus grand hôtel et centre des congrès de toutes les provinces canadiennes de l'Atlantique.

L'hôtel Delta de St. John's propose désormais à ses clients 403 chambres et 21 800 pieds carrés de salles de réunion et de réception.

Fortis Properties a entrepris, au coût de 7,7 millions de dollars, un projet d'agrandissement de 64 chambres à son hôtel Holiday Inn de Sarnia et un projet d'agrandissement de 11 000 pieds carrés d'une valeur de 2,5 millions de dollars, à son hôtel Holiday Inn de Kitchener-Waterloo. Ces projets, qui devraient être terminés d'ici le milieu de 2006, permettront de répondre aux besoins grandissants du marché de la division hôtelière.

Toutes les propriétés sous bannière de la division hôtelière ont enregistré une amélioration de la satisfaction de la clientèle. Par conséquent, l'indice composé interne de satisfaction de la clientèle de l'entreprise a augmenté en 2005. Les produits par chambre disponible (« PCD ») ont augmenté pour la 10^e année consécutive pour s'établir à 70,95 \$. L'augmentation des PCD était attribuable au taux moyen d'occupation et au loyer quotidien moyen plus élevés des chambres. Au cours des cinq dernières années, les PCD ont augmenté de 27,7 pour cent, malgré les difficultés qui affectent depuis quelques années le secteur hôtelier, en particulier la hausse du dollar canadien et le prix élevé de l'essence.



Les directeurs de Fortis Properties (de g. à dr.) : le p.-d.g. Earl Ludlow, le v.-p. de l'immobilier Wayne Myers, le v.-p. des finances et chef des finances Neal Jackman, et la v.-p. des services hôteliers Nora Duke

Notre division immobilière a également répondu aux besoins croissants des marchés qu'elle dessert. Elle a entrepris en juillet un agrandissement de 56 000 pieds carrés, d'une valeur de 7,2 millions de dollars, au Centre de la Croix Bleue de Moncton, afin de répondre aux besoins des locataires et grâce à la participation du gouvernement municipal et à la croissance du marché.

Notre division immobilière a atteint un taux moyen global d'occupation de 95,9 pour cent au 31 décembre 2005. Au cours de l'exercice, elle a enregistré un taux moyen d'occupation record de 96 pour cent, dépassant le taux national de 90,8 pour cent à la fin de l'exercice 2005. Mettant à profit ses solides relations avec la clientèle, Fortis Properties a convaincu un grand nombre de ses locataires de renouveler leur bail avant échéance. Malgré la hausse des coûts d'exploitation, l'entreprise a réussi à maintenir son

Activités des filiales non réglementées

efficacité d'exploitation pour offrir aux locataires des loyers stables. Les coûts ont été contrôlés par un examen minutieux de l'évaluation foncière, des programmes énergétiques et des mesures de contrôle des coûts, ce qui a permis d'obtenir des loyers concurrentiels et d'assurer le renouvellement des baux.

Un certain nombre d'améliorations technologiques ont été apportées tout au long de l'exercice pour continuer d'offrir à nos locataires un service hors pair. Un système de gestion a été choisi et installé aux nouveaux hôtels Greenwood Inn pour améliorer l'efficacité et élaborer des stratégies plus efficaces en ce qui a trait aux réservations et à la tarification. Nos activités internes se sont améliorées grâce à la conception et la mise en œuvre de diverses applications permettant des pratiques de travail plus efficaces. Une nouvelle banque de données capable de recevoir électroniquement l'image des chèques a augmenté la productivité du service de la comptabilité et a permis de réduire le temps de recherche. Un même fournisseur d'accès Internet a été choisi pour tous nos hôtels, ce qui nous permet d'offrir désormais un numéro sans frais d'assistance à la clientèle 24 heures par jour, sept jours par semaine.

Le programme *Safety – It starts with me!* a fait la promotion de normes plus élevées de santé et sécurité au travail. Des plans d'intervention en cas d'urgence ont été mis en œuvre à chaque propriété, et certaines d'entre elles ont participé activement à de nouveaux projets de formation et de communications. À titre d'exemples de programmes de formation et de communications, citons une formation en pratiques et procédures de travail sécuritaires, une révision des consignes de sécurité à l'intention des nouvelles recrues et un nouveau lancement de l'énoncé de politique sur la santé et la sécurité au travail. Des efforts considérables ont été déployés afin de s'assurer de la conformité à la législation dans toutes les juridictions, tout en renforçant à l'échelle de l'entreprise l'élaboration d'une culture de sécurité.

Le perfectionnement du personnel est demeuré prioritaire en 2005 afin de veiller à ce que notre équipe, forte d'environ 1 400 personnes, dispose des compétences nécessaires pour assurer un bon service à la clientèle et faire en sorte que les ressources humaines adéquates soient au bon endroit au bon moment. Nous avons assisté cette année à un nombre sans précédent de mutations de talents clé au sein de nos diverses divisions. Ces mutations ne sont qu'un volet de notre nouvelle stratégie de perfectionnement du personnel.

Nous avons redoublé d'efforts pour améliorer les communications entre la direction et le personnel. Nous avons communiqué au service du personnel les résultats de notre premier sondage réalisé auprès de nos employés, et les plans d'action qui en résultent sont maintenant en œuvre. Chacune de nos propriétés s'est chargée d'appliquer localement les recommandations de ces plans. À l'échelle de l'entreprise, ces réponses nous ont aidés à modifier nos programmes actuels et à en élaborer de nouveaux, en particulier en rapport avec notre stratégie de perfectionnement du personnel. Fortis Properties continue de mettre l'accent sur la formation continue et le perfectionnement afin de conserver sa position comme employeur de choix.



Fortis Properties a franchi en 2005 un nouveau jalon lors de l'acquisition de ses premiers hôtels en Alberta et au Manitoba.



Toutes les propriétés sous bannière de la division hôtelière ont enregistré une amélioration de la satisfaction de la clientèle.

Nos voisins sont nos amis

Fortis et nos employés défendent des initiatives visant à améliorer la qualité de vie des collectivités que nous desservons. Voici les points saillants de certains de nos partenariats communautaires en 2005.

Les employés de Fortis à l'échelle du Canada ont participé à la Course à la vie CIBC 2005, et recueilli près de 46 000 dollars à l'appui de la recherche sur le cancer et du traitement de cette maladie. Depuis qu'ils sont entrés dans la Course en 2001 à titre de premier commanditaire régional au Canada atlantique, Fortis et ses employés ont investi dans cette cause près de 300 000 dollars.

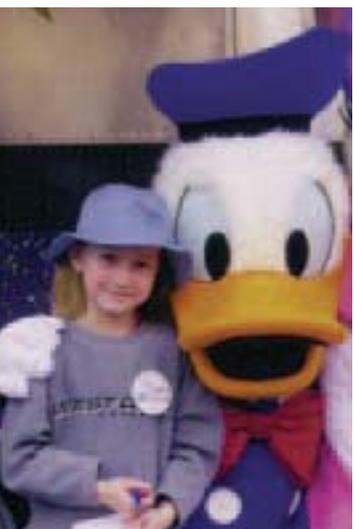


Les employés de Newfoundland Power, leur famille et leurs amis ont continué d'appuyer le Programme « Partenaires pour la vie » de la Société canadienne du sang, en effectuant 245 dons de sang en seulement huit mois. L'entreprise a reçu le prix de bronze pour avoir dépassé l'objectif initial de 200 dons de sang.

Le personnel de Maritime Electric a organisé son 10^e Tournoi annuel de golf de bienfaisance, ce qui lui a permis de recueillir 30 000 dollars pour la division de l'Î.-P.-É. de la Société canadienne du cancer, les Jeux Olympiques spéciaux et la Fondation Rêves d'Enfants.

FortisOntario a remis un chèque de 75 000 dollars à la Fondation de l'Hôpital communautaire de Cornwall à l'appui de sa campagne « Notre hôpital, notre avenir », qui vise à recueillir 10 millions de dollars pour la construction d'un nouveau centre d'imagerie diagnostique.

FortisAlberta s'est associée à la Stony Plain Heritage Agricultural Society pour offrir à plus de 5 000 élèves de l'élémentaire le programme « Zap » de sensibilisation à la sécurité en électricité. Sous la forme d'un jeu questionnaire, Zap invite les jeunes à reconnaître et à respecter les dangers de l'électricité.



FortisBC a été le commanditaire principal du FortisBC Wild Festival for Youth 2005, programme de formation à haute visibilité dans le domaine de l'environnement, offert aux jeunes de toute la région centrale de l'Okanagan. Ce festival portait cette année sur les changements climatiques et la restauration des habitats.

Belize Electricity a choisi huit boursiers dans le cadre de son 5^e Programme annuel de bourses d'études de l'Université de Belize. Depuis 2001, l'entreprise a accordé des bourses d'études à 39 étudiants méritants. Les récipiendaires de bourses de cette année étudient actuellement en vue de l'obtention du grade d'associé et du baccalauréat dans des champs d'étude tels les mathématiques, la technologie de l'information et la gestion touristique.



Fortis Properties a appuyé un certain nombre d'organismes et d'initiatives, dont le programme REAL (expériences et loisirs récréatifs). L'entreprise a organisé à Saint-Jean R.E.A.L. *Celebration – A Dinner with a Difference!* et a pu ainsi amasser 20 000 dollars afin d'organiser des loisirs pour la jeunesse.

Merci du fond du cœur à notre personnel pour sa précieuse contribution à notre collectivité.



Rapport de gestion

Fait le 28 février 2006

La présente analyse devrait être lue de concert avec les états financiers consolidés et les notes afférentes contenus dans le Rapport annuel de Fortis Inc. pour l'exercice 2005. Elle a été préparée conformément aux exigences du règlement 51-102 en ce qui a trait au rapport de gestion de la situation financière et des résultats d'exploitation. Fortis Inc. (« Fortis » ou la « société ») utilise des énoncés prospectifs dans le cadre de la présente analyse. De par leur nature, les énoncés prospectifs exigent de la part de la société qu'elle émette des hypothèses pouvant faire l'objet de risques et d'incertitudes. Ces hypothèses peuvent porter, sans s'y limiter, sur l'état général de l'économie, des affaires et du marché, sur l'évolution de la réglementation, le climat et la concurrence. Fortis prévient ses lecteurs qu'advenant certains événements ou certaines incertitudes, ou le fait que les hypothèses sous-jacentes soient inexactes, les résultats véritables pourraient différer considérablement des prévisions. Pour de plus amples renseignements sur certains de ces facteurs de risque, il convient de se reporter à l'information financière continue que dépose de temps à autre la société auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières. La société décline toute intention ou obligation de mettre à jour ou de réviser toute déclaration prospective, que ce soit en raison de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement.



Barry V. Perry, v.-p. des finances et chef des finances de Fortis Inc.

Aperçu de la société

Fortis constitue essentiellement une société de portefeuille internationale diversifiée d'entreprises de services publics œuvrant dans le domaine de l'électricité. Fortis répartit ses activités de services publics d'électricité selon des secteurs correspondant à des zones de concession et, lorsque la réglementation l'exige, selon la nature de ses actifs. Fortis investit également dans des immeubles commerciaux et des hôtels, ce qui constitue un secteur d'activité distinct. La répartition par secteurs d'activité permet à la haute direction d'estimer le rendement de chacun et d'évaluer sa contribution aux objectifs à long terme de la société. Chaque secteur d'activité fonctionne de manière autonome et est responsable de ses profits et de ses pertes, ainsi que de l'affectation de ses propres ressources.

Les divers secteurs d'activité de la société, aux fins de l'information financière sectorielle, sont les suivants :

Services publics réglementés au Canada

Les activités des filiales de la société qui œuvrent au Canada dans le domaine des services publics réglementés sont les suivantes :

- a) *Newfoundland Power* : Newfoundland Power est le principal distributeur d'électricité de la province de Terre-Neuve-et-Labrador. Newfoundland Power possède une capacité de production de 146 mégawatts (« MW »), dont 95 MW d'origine hydroélectrique.
- b) *Maritime Electric* : Maritime Electric est le principal distributeur d'électricité de la province de l'Île-du-Prince-Édouard (« Î.-P.-É. »). Maritime Electric possède dans l'île, à Charlottetown et Borden-Carleton, des centrales électriques d'une capacité totale de 150 MW.
- c) *FortisOntario* : FortisOntario fournit un service intégré de distribution d'électricité aux consommateurs de Fort Érié, Cornwall, Gananoque et Port Colborne, en Ontario. FortisOntario exploite la Canadian Niagara Power Inc. (« Canadian Niagara Power ») et la Cornwall Street Railway, Light and Power Company, Limited (« Cornwall Electric »). Les résultats de la Canadian Niagara Power tiennent compte des activités de distribution d'électricité de la société Port Colborne Hydro Inc., qui ont été louées de la Ville de Port Colborne en vertu d'un bail de dix ans signé en avril 2002. FortisOntario possède également une participation de 10 pour cent dans chacune des sociétés Westario Power et Rideau St. Lawrence, entreprises régionales de distribution d'électricité constituées en l'an 2000.

- d) *FortisAlberta* : Fortis a acquis le 31 mai 2004, par le biais d'une filiale indirecte en propriété exclusive, toutes les actions émises et en circulation de la société Aquila Networks Canada (Alberta) Ltd. (cette société a par la suite reçu le nom de « FortisAlberta »). FortisAlberta possède et exploite le système de distribution d'électricité d'une partie substantielle du sud et du centre de l'Alberta. Son réseau de distribution, long d'environ 103 000 kilomètres, alimente plus de 415 000 consommateurs.
- e) *FortisBC* : Fortis a acquis le 31 mai 2004, par le biais d'une filiale indirecte en propriété exclusive, toutes les actions émises et en circulation de la société Aquila Networks Canada (British Columbia) Ltd. (cette société a par la suite reçu le nom de « FortisBC »). FortisBC est une entreprise intégrée de services publics qui assure directement ou indirectement l'alimentation électrique de plus de 150 000 consommateurs. FortisBC possédait à la fin de l'exercice 2005 quatre centrales hydroélectriques d'une puissance combinée de 214 MW, puissance qui atteindra 235 MW au début de 2006. Dans le secteur Services publics réglementés au Canada s'ajoutent aux résultats de FortisBC ceux des services non réglementés d'exploitation, d'entretien et de gestion de la centrale hydroélectrique de 450 MW de Waneta, propriété de Teck Cominco, de la centrale hydroélectrique Brilliant, de 149 MW, propriété conjointe de la Columbia Power Corporation et du Columbia Basin Trust (« CPC/CBT »), de la centrale hydroélectrique de 185 MW Arrow Lakes, propriété de CPC/CBT, et du système de distribution électrique dont la Ville de Kelowna est propriétaire. Depuis le 31 mai 2005, la filiale canadienne de services publics réglementés FortisBC comprend Princeton Light and Power Company, Limited (« PLP »). Fortis, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive indirecte, a acquis le 31 mai 2005 toutes les actions ordinaires et privilégiées émises de PLP. PLP est une entreprise de services publics d'électricité qui dessert environ 3 200 abonnés, principalement à Princeton, en Colombie-Britannique. PLP s'approvisionne actuellement en électricité auprès de FortisBC en vertu d'un contrat d'achat d'électricité.

Services publics réglementés aux Antilles

Les activités des filiales de la société qui œuvrent aux Antilles dans le domaine des services publics réglementés sont les suivantes :

- a) *Belize Electricity Ltd.* est le principal fournisseur d'électricité du Belize, en Amérique Centrale. Fortis détient présentement une participation de 68 pour cent dans Belize Electricity.
- b) *Caribbean Utilities Company, Ltd.* (« *Caribbean Utilities* ») détient le monopole de l'approvisionnement en électricité de l'île Grand Cayman, aux Îles Caïmans. La méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation est utilisée pour comptabiliser la participation de 36,9 pour cent que possède la société dans Caribbean Utilities.

Activités non réglementées – Fortis Generation

Les activités non réglementées de production électrique de la société sont les suivantes, selon leur emplacement :

- a) *Ontario* : Ces installations sont la centrale hydroélectrique Rankine (« Rankine »), d'une puissance de 75 MW, située à Niagara Falls, la centrale de cogénération de 5 MW Cornwall District Heating et six petites centrales hydroélectriques situées dans l'est de l'Ontario et ayant une puissance combinée de 8 MW. Les installations non réglementées de production électrique en Ontario sont exploitées par FortisOntario Inc. et l'ancienne FortisOntario Generation Corporation. FortisOntario Generation Corporation a été amalgamée en janvier 2006 avec CNE Energy Inc.
- b) *Belize* : Ces installations sont les centrales hydroélectriques Mollejon, d'une puissance de 25 MW, et Chalillo, d'une puissance de 7 MW, situées au Belize. Toute la production de cette centrale est vendue à Belize Electricity aux termes d'un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 50 ans. Les centrales hydroélectriques de Belize sont exploitées par la Belize Electric Company Limited (« BECOL »), filiale indirecte en propriété exclusive de la société, en vertu d'un contrat de concession conclu avec le gouvernement du Belize.
- c) *Région centrale de Terre-Neuve* : Par l'entremise de la société en nom collectif Exploits River Hydro (« société Exploits ») conclue entre la société, par le biais de sa filiale indirecte en propriété exclusive CNE Energy Inc., et la Compagnie Abitibi-Consolidated du Canada (« Abitibi-Consolidated »), deux centrales hydroélectriques d'Abitibi-Consolidated situées au centre de Terre-Neuve ont été suréquipées d'une puissance additionnelle de 36 MW. La société détient une participation de 51 pour cent dans la société Exploits et Abitibi-Consolidated détient les 49 pour cent restants. La société Exploits vend sa production à la Newfoundland and Labrador Hydro Corporation (« Newfoundland Hydro ») en vertu d'un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 30 ans.
- d) *Nord de l'État de New-York* : Les installations se composent de quatre centrales hydroélectriques d'une puissance combinée de 23 MW, situées dans le nord de l'État de New-York, exploitées sous licence de la U.S. Federal Energy Regulatory Commission. Ces centrales hydroélectriques sont exploitées par FortisUS Energy Corporation (« FortisUS Energy »), filiale indirecte en propriété exclusive de la société.

- e) *Colombie-Britannique* : Les installations se composent de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau de Walden, d'une puissance de 16 MW, située près de Lillooet, en Colombie-Britannique. Cette centrale vend la totalité de sa production à BC Hydro en vertu d'un contrat à long terme. Cette centrale hydroélectrique est exploitée par la société en nom collectif Walden Power, filiale en propriété exclusive de FortisBC.

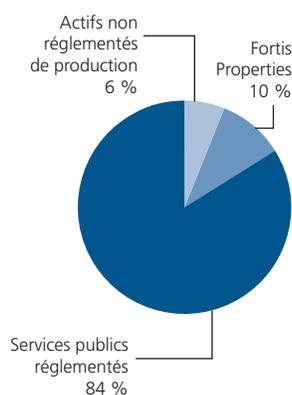
Activités non réglementées – Fortis Properties

Fortis Properties possède et exploite des hôtels situés dans six provinces canadiennes et des propriétés immobilières commerciales situées dans les provinces canadiennes de l'Atlantique. Fortis Properties a fait le 1^{er} février 2005 l'acquisition en Alberta et au Manitoba de trois hôtels totalisant environ 650 chambres et 27 000 pieds carrés de salles de réception. Compte tenu des nouveaux hôtels, Fortis Properties détient environ 2 900 chambres d'hôtel et environ 2,7 millions de pieds carrés de propriétés immobilières commerciales.

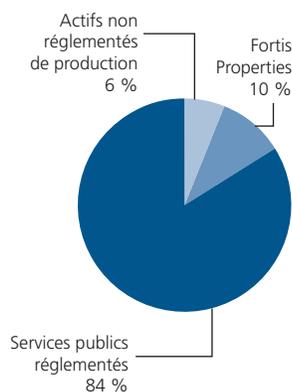
Secteur général

Le secteur général comprend les charges financières liées à la dette de la société, y compris les gains ou les pertes de change, les dividendes sur les actions privilégiées, les autres charges de la société, déduction faite du recouvrement effectué auprès des filiales, les intérêts et divers revenus ainsi que les impôts s'y rapportant.

Total de l'actif
(au 31 décembre 2005)



Produits
(exercice terminé le 31 décembre 2005)



Faits saillants financiers de l'exercice 2005

Le conseil d'administration de Fortis a déclaré le 28 septembre 2005 un dividende en actions en effectuant un fractionnement de 4 contre 1 des actions ordinaires en circulation de la société. Le dividende en actions a été versé le 21 octobre 2005 aux actionnaires qui étaient inscrits en date du 14 octobre 2005. Pour toutes les périodes présentées, toute référence au nombre d'actions ordinaires émises et en circulation, au nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, aux montants du bénéfice de base et dilué par action ordinaire et aux données relatives à l'option d'achat d'actions a été rétroactivement retraitée afin de tenir compte de l'effet du fractionnement d'actions.

Comparaison annuelle	2005	2004	Croissance (%)
Bénéfice net applicable aux actions ordinaires (en millions de dollars)	137,1	90,9	50,8
Bénéfice par action ordinaire (en dollars)	1,35	1,07	26,2
Bénéfice dilué par action ordinaire (en dollars)	1,24	1,01	22,8
Produits et quote-part du bénéfice (en millions de dollars)	1 441,5	1 146,1	25,8
Dividendes versés par action ordinaire (en dollars)	0,59	0,54	9,3
Rendement sur l'avoir moyen des actionnaires ordinaires (%)	12,4	11,3	9,7
Total de l'actif (en millions de dollars)	4 316,2	3 938,0	9,6
Flux de trésoreries tirés de l'exploitation (en millions de dollars)	303,4	272,3	11,4

Acquisitions : Fortis Properties a fait le 1^{er} février 2005 l'acquisition, au coût approximatif de 63 millions de dollars, de trois hôtels Greenwood Inn situés au Manitoba et en Alberta. Cette acquisition ajoute à la division hôtelière de Fortis Properties environ 650 chambres et 27 000 pieds carrés de salles de réunion. Fortis a fait le 31 mai 2005 l'acquisition, par l'entremise d'une filiale indirecte en propriété exclusive, de toutes les actions ordinaires et privilégiées émises par PLP pour la somme de 3,7 millions de dollars. PLP est une entreprise de services publics d'électricité qui alimente environ 3 200 clients, principalement à Princeton, en Colombie-Britannique.

Fortis a fait le 31 mai 2004 l'acquisition, pour un prix approximatif de 1,5 milliard de dollars, par l'entremise d'une filiale indirecte en propriété exclusive, de toutes les actions ordinaires de FortisAlberta et de FortisBC. Les résultats de Fortis pour 2005 comprennent un exercice complet d'apport aux résultats de la part de ces entreprises de services publics, comparativement à 7 mois en 2004.

Bénéfice net et bénéfice par action ordinaire : Fortis a enregistré en 2005 un bénéfice record de 137,1 millions de dollars, soit une augmentation de 50,8 pour cent par rapport au bénéfice de 90,9 millions de dollars l'exercice précédent. Le bénéfice de base par action ordinaire a été de 1,35 \$, en hausse de 26,2 pour cent par rapport au bénéfice par action ordinaire de 1,07 \$

l'exercice précédent. Le bénéfice de la société, compte non tenu de l'impact de l'ouragan Ivan, ce qui ne constitue pas une mesure reconnue en vertu des principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada, aurait atteint 99,1 millions de dollars en 2004, soit 1,17 \$ par action ordinaire. Le bénéfice de 2004 a subi l'incidence négative de la partie non assurée des coûts de la société liés à l'ouragan, d'un total approximatif de 8,2 millions de dollars.

L'augmentation du bénéfice en 2005 a été principalement attribuable à un exercice complet d'apport au bénéfice de la part de FortisAlberta et FortisBC, qui ont été acquises le 31 mai 2004, à l'augmentation du prix de gros de l'électricité en Ontario, à la quote-part plus élevée de Caribbean Utilities et à un gain après impôt de 7,9 millions de dollars tiré du règlement de questions contractuelles entre FortisOntario et Ontario Power Generation Inc. (« OPGI »). Cette augmentation a été partiellement compensée par des charges financières supérieures de la société liées à l'acquisition de FortisAlberta et de FortisBC. À l'exception de Newfoundland Power, tous les secteurs d'exploitation ont constaté une amélioration de leurs résultats financiers par rapport à l'exercice précédent. Le bénéfice de Newfoundland Power a baissé légèrement, principalement en raison de la réduction, selon une formule automatique, de 51 points de base du rendement autorisé de ses actions ordinaires.

Le bénéfice par action ordinaire de 2005 a subi l'incidence de la dilution entraînée par l'émission de 130 millions de dollars d'actions ordinaires en mars 2005.

Produits et quote-part du bénéfice : Les produits, y compris la quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities, ont augmenté de 25,8 pour cent pour atteindre environ 1,4 milliard de dollars par rapport à environ 1,2 milliard de dollars l'exercice précédent. Un exercice complet d'exploitation pour FortisAlberta et FortisBC, la hausse du prix de gros de l'électricité en Ontario, l'augmentation des ventes ou des tarifs d'électricité des services publics réglementés de la société et l'ajout des produits liés aux trois hôtels Greenwood Inn qui ont été acquis le 1^{er} février 2005 ont été les principales raisons de la hausse des produits. La quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities s'est accrue de 10,6 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent, principalement en raison de la récupération après l'ouragan Ivan et de la constatation en 2005 de l'incidence favorable d'une modification de la norme comptable pour la constatation des produits non encore facturés.

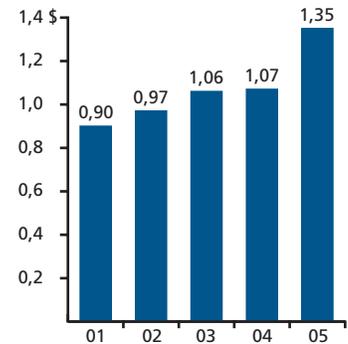
Dividendes : Les dividendes versés par action ordinaire se sont accrus pour atteindre 59 cents en 2005 par rapport à 54 cents l'exercice précédent. Les dividendes versés ont augmenté pendant 32 années consécutives. Le ratio dividendes/bénéfice de la société a atteint 43,7 pour cent en 2005, comparativement à 50,3 pour cent l'exercice précédent. En septembre 2005, Fortis a annoncé une augmentation du dividende trimestriel, qui est passé de 14,25 cents à 16 cents par action ordinaire, le premier versement ayant été effectué le 1^{er} décembre 2005.

Rendement sur l'avoir moyen des actionnaires ordinaires : Le rendement sur l'avoir moyen des actionnaires ordinaires était de 12,4 pour cent en 2005, comparativement à 11,3 pour cent l'exercice précédent.

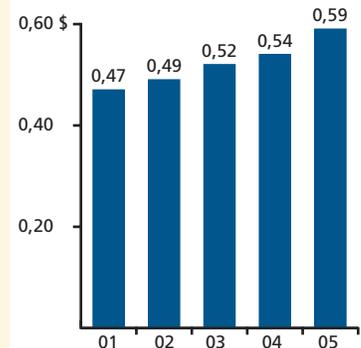
Flux de trésorerie tirés de l'exploitation : Les flux de trésorerie tirés de l'exploitation étaient de 303,4 millions de dollars en 2005, comparativement à 272,3 millions de dollars l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à un exercice complet d'apport des produits de FortisAlberta et de FortisBC, comparativement à 7 mois en 2004, et à un apport plus élevé des produits des installations non réglementées de production en 2005, y compris le gain sur le règlement de questions contractuelles entre FortisOntario et OPGI. Cette augmentation a été partiellement compensée par les modifications du fonds de roulement, principalement pour FortisAlberta et FortisBC. La hausse des actifs réglementés des entreprises de services publics de l'Ouest canadien en 2005 a été partiellement compensée par les impôts sur le bénéfice plus élevés de FortisAlberta. De plus, le fonds de roulement a bénéficié en 2004 de l'incidence favorable du rendement des fonds en dépôt chez FortisAlberta.

Croissance de l'actif : Le total de l'actif a augmenté de 9,6 pour cent pour atteindre 4,3 milliards de dollars à la fin de l'exercice 2005, contre 3,9 milliards de dollars à la fin de l'exercice 2004. Cette augmentation est principalement attribuable aux investissements continuels de la société afin d'améliorer son infrastructure électrique et provient principalement du programme de dépenses en immobilisations de FortisAlberta et FortisBC.

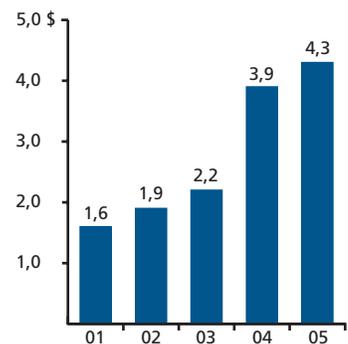
Bénéfice par action ordinaire (\$)



Dividendes versés par action ordinaire (\$)



Valeur consolidée de l'actif (en milliards de dollars)



Dépenses en immobilisations : Le total des dépenses en immobilisations consolidées en 2005, avant la constatation des apports à l'appui de la construction, était de 508,6 millions de dollars, dont 402,8 millions de dollars se rapportaient aux filiales de services publics de la société. Les dépenses en immobilisations de FortisAlberta et FortisBC représentaient 281,0 millions de dollars, soit 69,8 pour cent du total des dépenses en immobilisations des services publics réglementés. La majorité des dépenses en immobilisations était attribuable à une solide croissance de la clientèle et au besoin d'améliorer la fiabilité de l'infrastructure électrique. Maritime Electric a investi 22 millions de dollars en 2005 dans la construction d'une centrale à turbine à combustion de 50 MW d'une valeur de 35 millions de dollars. Les filiales non réglementées de production d'électricité ont engagé 19,3 millions de dollars de dépenses en immobilisations, principalement en ce qui a trait au parachèvement de la construction du projet hydroélectrique de Chalillo (« projet Chalillo ») au Belize. Fortis Properties a engagé des dépenses en immobilisations de 83,9 millions de dollars, dont environ 63 millions de dollars pour l'acquisition de trois hôtels Greenwood Inn, le reste étant principalement consacré à l'agrandissement de l'hôtel et centre de congrès Delta St. John's (« hôtel Delta St. John's »), du Holiday Inn de Sarnia et du Centre de la Croix Bleue de Moncton.

Financement : En 2005, Fortis et ses filiales ont pris une part active au marché des capitaux, où elles ont recueilli environ 484 millions de dollars grâce à l'émission d'actions ordinaires et d'instruments à long terme. Les produits bruts de 130 millions de dollars tirés de l'émission d'actions ordinaires en mars 2005 ont servi principalement à rembourser certaines dettes impayées ayant trait à l'acquisition de FortisAlberta et de FortisBC. Les produits des instruments à long terme ont principalement servi à financer le programme des dépenses en immobilisations de la société ainsi que l'acquisition des trois hôtels Greenwood Inn. Ces levées de fonds ont été réalisées à des taux attrayants, ce qui illustre la réaction positive des investisseurs face à la stratégie commerciale de la société.

Résultats d'exploitation sectoriels

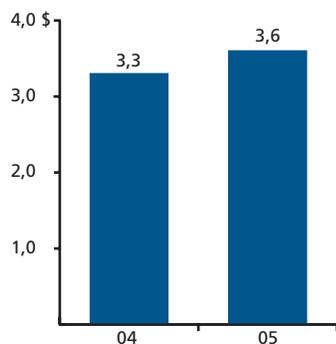
Les résultats sectoriels de la société sont les suivants :

(en millions de dollars)

	2005	2004 ¹⁾
Services publics réglementés au Canada		
Newfoundland Power	30,7	31,1
Maritime Electric	9,1	8,2
FortisOntario	4,3	4,2
FortisAlberta	36,1	18,6
FortisBC	24,6	17,7
	104,8	79,8
Services publics réglementés aux Antilles		
Belize Electricity	8,0	7,2
Caribbean Utilities	11,4	0,8
	19,4	8,0
Activités non réglementées		
Fortis Generation	29,6	12,8
Fortis Properties	14,1	11,8
Secteur général	(30,8)	(21,5)
Bénéfice net applicable aux actions ordinaires	137,1	90,9

¹⁾ Les résultats financiers de FortisAlberta et de FortisBC sont constatés par Fortis depuis le 31 mai 2004, date de leur acquisition.

Total des actifs réglementés
(en milliards de dollars)



Services publics réglementés

La société œuvre principalement dans le domaine des services publics réglementés. Le bénéfice tiré des activités réglementées au Canada et aux Antilles représente environ 74 % des revenus que tire la société de ses secteurs d'exploitation. Le total de l'actif réglementé représente environ 84 pour cent du total de l'actif de l'entreprise. Du fait qu'aucune des filiales de services publics ne devrait représenter plus de 25 pour cent du bénéfice et des flux de trésorerie de l'entreprise, l'effet de toute modification défavorable d'une réglementation locale est atténué.

On s'attend à une croissance des actifs réglementés au fur et à mesure que les filiales de services publics continueront d'investir dans leurs infrastructures. L'augmentation prévue pour 2006 du programme d'immobilisations des filiales réglementées de services publics est principalement attribuable à FortisAlberta et FortisBC, du fait que la base de facturation de ces deux filiales devrait augmenter annuellement de 8 à 10 pour cent en moyenne.

Services publics réglementés au Canada

Le bénéfice tiré des services réglementés au Canada atteignait 104,8 millions de dollars, soit environ 63 pour cent du bénéfice tiré des secteurs d'exploitation de la société. Cette hausse du bénéfice des filiales de services publics réglementés au Canada a été principalement attribuable à un exercice complet de contributions aux produits de la part de FortisAlberta et de FortisBC. Maritime Electric et FortisOntario ont également enregistré de meilleurs résultats financiers, partiellement compensés par le bénéfice légèrement inférieur de Newfoundland Power en raison d'un taux plus faible de rendement autorisé en 2005.

Newfoundland Power

Réglementation : Newfoundland Power exploite son réseau selon un modèle réglementaire fondé sur le coût du service, comme lui impose de le faire la Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities (« PUB ») en vertu de la *Public Utilities Act*. Selon ce modèle, le bénéfice est réglementé en fonction du rendement autorisé de la facturation. La détermination du rendement autorisé prévu de la facturation et des coûts prudents et raisonnables envisagés établit l'exigence des produits selon laquelle les tarifs des abonnés sont fixés. Une formule automatique d'ajustement, fondée sur l'évolution observée du taux obligataire à long terme du Canada, sert à déterminer annuellement le rendement autorisé pour les années qui précèdent les prochaines audiences publiques destinées à fixer la grille tarifaire. La formule permet de déterminer le taux approprié de rendement sur le capital qui sert à son tour à déterminer le rendement autorisé de la facturation.

Le 20 juin 2003, la PUB a émis une ordonnance générale de tarification (« OGT ») en réponse à la demande de fixation du tarif général d'électricité (« DFTG ») de Newfoundland Power. La PUB a statué qu'aux fins de la tarification, le capital-actions ne doit pas comporter plus de 45 pour cent d'actions ordinaires, et a fixé à 9,75 pour cent le rendement sur le capital pour 2004. Cette ordonnance établit également la formule automatique permettant d'ajuster la tarification de 2005 à 2007. En décembre 2004, la PUB a autorisé l'application de cette formule, qui a réduit le rendement autorisé de 9,75 pour cent en 2004 à 9,24 pour cent en 2005. La PUB a également décrété une baisse du rendement permis de la facturation à 8,68 pour cent, dans une fourchette de 8,50 à 8,86 pour cent, afin de tenir compte du rendement ajusté inférieur. Dans son ordonnance, la PUB a également autorisé, à compter du 1^{er} janvier 2005, une baisse des tarifs d'électricité de 0,5 pour cent, afin de tenir compte de la réduction du rendement autorisé de la tarification.

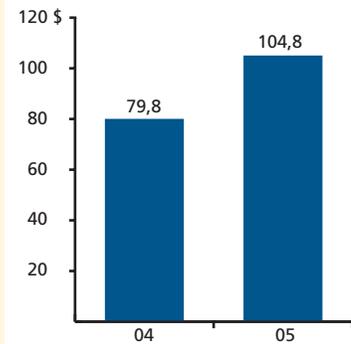
La PUB a également autorisé en décembre 2004 une modification de la structure tarifaire relative aux achats d'électricité par l'entreprise à compter du 1^{er} janvier 2005. L'introduction de cette nouvelle structure a changé la manière dont Newfoundland Hydro facture l'entreprise pour ses achats d'électricité. Cette modification visait à promouvoir la conservation d'énergie.

La modification de la structure tarifaire relative aux achats d'électricité de l'entreprise ajoute un facteur de demande à la charge d'électricité que facture Newfoundland Hydro à Newfoundland Power. Selon cette structure tarifaire, une partie du coût annuel des achats d'électricité de l'entreprise, soit la charge associée au facteur de demande, est établie selon un montant fixe qui découle de la demande de pointe facturée l'hiver précédent. Selon l'ancienne structure tarifaire, le coût des achats d'électricité variait en fonction de la quantité d'électricité que consommaient les abonnés de Newfoundland Power. En ajoutant le facteur de demande aux ventes d'électricité de l'entreprise, le coût d'achat de l'électricité au kilowattheure (« kWh ») était de 5,225 cents en 2005 comparativement à 5,234 cents au deuxième semestre de 2004.

Bénéfice : Le bénéfice a été de 30,7 millions de dollars, comparativement à 31,1 millions de dollars l'exercice précédent. La baisse nette de 0,4 million de dollars du bénéfice est attribuable à une réduction de 0,5 pour cent des tarifs d'électricité des abonnés, à compter du 1^{er} janvier 2005, aux coûts liés à un programme de retraite anticipée offert au premier trimestre de 2005 et aux charges plus élevées des frais d'amortissement et de financement. La baisse du bénéfice a été partiellement atténuée par les intérêts créditeurs provenant du règlement, en juin 2005, du différend avec l'Agence du revenu du Canada (« ARC ») relativement à l'impôt sur le bénéfice, du coût unitaire moins élevé d'achat d'électricité, de la hausse des ventes d'électricité et des produits plus élevés provenant de la location de poteaux.

Ventes d'électricité : Les ventes d'électricité ont atteint 5 004 gigawattheures (« GWh »), soit 0,5 pour cent de plus que celles de 4 979 GWh l'exercice précédent. Les ventes résidentielles d'électricité représentent 0,3 pour cent de l'augmentation de 0,5 pour cent, alors que les ventes commerciales d'électricité et l'éclairage des rues représentent 0,2 pour cent de cette augmentation.

Bénéfice des filiales canadiennes réglementées
(en millions de dollars)



Produits : Les produits ont atteint 420,0 millions de dollars, comparativement à 404,4 millions de dollars l'exercice précédent. Cette augmentation de 15,6 millions de dollars était attribuable à une hausse de 5,4 pour cent des tarifs d'électricité facturés aux consommateurs à compter du 1^{er} juillet 2004, en raison de la transmission à ces derniers de la hausse des tarifs que Newfoundland Hydro facture à l'entreprise pour ses achats d'électricité. En raison de cette modification, les produits et les achats d'électricité, tels qu'ils sont décrits ci-après, ont augmenté en 2005 d'environ 12,0 millions de dollars. Ces deux augmentations n'ont pas eu d'incidence sur le bénéfice de 2005 de Newfoundland Power. Les produits ont également augmenté en raison de la hausse des ventes d'électricité, de l'augmentation de la location de poteaux et des intérêts créditeurs attribuables au règlement du différend avec l'ARC relativement à l'impôt sur le bénéfice, partiellement compensés par la diminution de 0,5 pour cent des tarifs d'électricité facturés aux abonnés à compter du 1^{er} janvier 2005.

En juin 2005, l'entreprise a conclu avec l'ARC une entente qui prévoyait, à compter de 2006, le règlement intégral de la politique de comptabilisation des produits de Newfoundland Power aux fins d'impôt selon la méthode prospective. La politique de l'entreprise consistait à constater les produits selon la base de la facturation, conformément à la pratique réglementaire, alors que la position de l'ARC est que les produits devraient être comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice aux fins de l'impôt sur le bénéfice. L'ARC a annulé tous les nouveaux redressements en cours se rapportant à la politique de comptabilisation des produits de Newfoundland Power pour les derniers exercices et elle a remboursé le dépôt d'impôt sur le bénéfice de 6,9 millions de dollars versé par l'entreprise, ainsi que les intérêts. Les produits comprenaient en 2005, en raison du règlement de l'impôt sur le bénéfice de l'ARC, des intérêts créditeurs de 2,1 millions de dollars, nets d'impôt, qui ont augmenté de 1,4 million de dollars le bénéfice.

Charges : Newfoundland Power achète de Newfoundland Hydro environ 90 pour cent de l'énergie qu'elle revend. Les frais d'approvisionnement en énergie ont atteint 256,0 millions de dollars, contre 244,0 millions de dollars l'exercice précédent. L'augmentation, le 1^{er} juillet 2004, de la tarification de Newfoundland Hydro, telle que décrite ci-dessus, a entraîné une augmentation des frais d'approvisionnement en énergie de 12,0 millions de dollars. Les frais d'approvisionnement en énergie ont également augmenté en raison de l'accroissement des ventes d'électricité, qui ont été compensées par un coût unitaire plus bas des achats d'électricité, comparativement à l'exercice précédent.

Les charges d'exploitation étaient de 53,8 millions de dollars, comparativement à 51,8 millions de dollars l'exercice précédent. L'augmentation de 2,0 millions de dollars des charges d'exploitation était principalement attribuable à l'amortissement du coût du régime de retraite et des prestations de retraite liés au programme de retraite anticipée offert au premier trimestre de 2005. Au total, 76 employés se sont prévalus du programme de retraite anticipée qui a pris fin en avril 2005, ce qui a entraîné une diminution du coût de la main-d'œuvre qui a compensé la hausse normale des salaires. L'entreprise a réalisé des économies additionnelles sur ses coûts de main-d'œuvre en raison de la plus grande fiabilité de son réseau et de meilleures conditions climatiques qu'à l'exercice précédent. Les efforts concentrés sur la gestion des coûts et les mesures de contrôle ont également atténué l'incidence des autres augmentations inflationnistes.

Les frais d'amortissement ont augmenté de 1,1 million de dollars par rapport à l'exercice précédent. Cette augmentation était attribuable à l'investissement continu dans les immobilisations corporelles de l'entreprise nécessaires afin de procurer des services d'électricité.

Les charges financières ont atteint 31,4 millions de dollars, contre 30,4 millions de dollars l'exercice précédent. Cette hausse découle principalement du remplacement en août 2005 de 60,0 millions de dollars d'emprunts à court terme à moindre coût par des obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement de 30 ans au taux de 5,441 %.

Perspectives : On prévoit que la croissance des ventes d'électricité en 2006 sera comparable à celle de 2005, qui atteignait environ 0,5 pour cent.

Newfoundland Power prévoit dépenser en 2006 environ 50 millions de dollars dans le cadre de son programme d'immobilisations. Ce programme vise principalement en 2006 la croissance de sa clientèle et de ses ventes d'électricité, ainsi que l'entretien continu des infrastructures de la société. Le budget d'immobilisations de 2006 de l'entreprise a été approuvé par la PUB en novembre 2005.

Le 23 décembre 2005, l'entreprise a obtenu de la PUB une ordonnance relative à sa demande, déposée en septembre 2005, visant sa politique comptable. La PUB a autorisé Newfoundland Power, à compter du 1^{er} janvier 2006, à modifier aux fins financières et réglementaires sa politique de comptabilisation des produits pour la faire passer de la base de facturation à la méthode de la comptabilité d'exercice. L'entreprise a également obtenu l'autorisation de comptabiliser 3,1 millions de dollars du solde des produits non encore facturés de 2005 en tant que produits de 2006, afin de compenser l'incidence de la transition à la méthode de la comptabilité d'exercice aux fins de l'impôt sur le bénéfice, et de reporter le recouvrement d'environ 5,8 millions de dollars relatif à la hausse de l'amortissement des immobilisations en 2006. La disposition du solde des produits non encore facturés de 2005 a été reportée jusqu'à la prochaine DFTG de l'entreprise, qui est prévue en 2006 afin d'établir les tarifs d'électricité de 2007.

L'entreprise a obtenu en janvier 2006 de la PUB l'approbation de ses tarifs d'électricité définitifs de 2006, qui demeurent inchangés par rapport à 2005. Ces tarifs sont fonction d'une gamme de rendements autorisés sur la facturation allant de 8,50 à 8,86 pour cent, qui comprend un rendement de 9,24 pour cent, également inchangé comparativement à 2005.

Maritime Electric

Réglementation : En décembre 2003, le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard a adopté une loi visant à réassujettir Maritime Electric à la réglementation traditionnelle du coût des services. Maritime Electric est réglementée depuis le 1^{er} janvier 2004 par la Island Regulatory and Appeals Commission (« IRAC ») en vertu des dispositions de la *Electric Power Act*. Les tarifs de base de Maritime Electric sont désormais fixés selon les coûts réels et ils comportent un rendement autorisé sur les actifs réglementés. Le rendement de Maritime Electric était de 10,24 pour cent en 2005, contre 10,09 pour cent en 2004. Maritime Electric était auparavant assujettie à un plafonnement de ses tarifs d'électricité, qui fixait son tarif de base à 110 pour cent de celui facturé au Nouveau-Brunswick pour un service équivalent par Énergie NB Power (« Énergie NB »). Depuis le 31 décembre 2003, Maritime Electric utilise un mécanisme d'ajustement des coûts de l'énergie (« MACE ») afin de compenser l'effet des fluctuations du coût de l'énergie dont l'amplitude est supérieure à 0,05 \$ par kWh. Maritime Electric a également recours à un compte d'ajustement du coût du capital pour ajuster le bénéfice de manière à obtenir le rendement désiré par action ordinaire en fonction de leur valeur moyenne. Afin de faciliter la transition entre l'ancienne et la nouvelle réglementation, la nouvelle loi permet à Maritime Electric de récupérer auprès de sa clientèle les 20,8 millions de dollars de frais que l'IRAC l'avait obligée, en date du 31 décembre 2003, à répartir sur plusieurs exercices.

L'IRAC a émis le 6 janvier 2005 une ordonnance provisoire mettant en vigueur le nouveau MACE, qui s'applique à l'exercice commençant le 1^{er} janvier 2004. Ce mécanisme permettra d'amoindrir l'incidence des variations du coût de l'énergie sur les résultats financiers de l'entreprise, car il permettra à Maritime Electric de percevoir ou rembourser le coût de l'électricité, s'il est supérieur ou inférieur au tarif de base de 6,73 cents le kWh. L'ordonnance provisoire a également permis à Maritime Electric de commencer l'amortissement des 20,8 millions de dollars en frais récupérables accumulés au 31 décembre 2003. Des frais récupérables accumulés de 1,5 million de dollars ont été amortis en 2004, alors que 2,5 millions de dollars ont été amortis en 2005.

Le 24 juin 2005, l'IRAC a émis une ordonnance relative à la DFTG que Maritime Electric a déposée en avril 2004 pour la période se terminant le 30 juin 2006. L'ordonnance a autorisé l'augmentation demandée de 2 pour cent du tarif de base d'électricité à compter du 1^{er} juillet 2005 et décrète que le nouveau MACE, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2004, le demeurera jusqu'au 30 juin 2006.

Bénéfice : Le bénéfice s'établissait en 2005 à 9,1 millions de dollars, comparativement à 8,2 millions de dollars l'exercice précédent. La hausse de 0,9 million de dollars du bénéfice résulte de l'augmentation des ventes d'électricité, de la hausse de 2 pour cent du tarif de base qui est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2005 et de la diminution des charges financières.

Ventes d'électricité : Les ventes d'électricité ont atteint 989 GWh, en hausse de 1,2 pour cent par rapport à celles de l'exercice précédent. L'augmentation des ventes résidentielles correspond principalement à une croissance de 0,4 pour cent de la clientèle, alors que l'augmentation de 2,0 pour cent des ventes commerciales découle essentiellement d'une croissance de la consommation des entreprises du secteur des services et de l'industrie légère.

Produits : Les produits ont atteint 116,7 millions de dollars, comparativement à 115,4 millions de dollars l'exercice précédent. L'augmentation des produits, découlant de la hausse de 2 pour cent du tarif de base de l'électricité entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2005 et des ventes plus élevées d'électricité, a été partiellement compensée par l'augmentation de l'amortissement des frais récupérables, tel que l'autorise l'ordonnance provisoire du 6 janvier 2005.

Charges : Le coût d'approvisionnement en électricité, ajusté par l'application du MACE, s'établissait à 71,6 millions de dollars, contre 71,3 millions de dollars l'exercice précédent. Cette augmentation de 0,3 million de dollars résulte principalement de l'accroissement des ventes d'électricité. Cependant, le coût brut d'approvisionnement en électricité, avant les ajustements du MACE, était de 8,2 millions de dollars inférieur à celui de l'exercice précédent, principalement en raison de l'expiration en décembre 2004 du contrat d'achat d'électricité d'Emera Inc., et des coûts inférieurs aux prévisions de l'électricité pouvant être interrompue. Maritime Electric a acheté en 2005 la majorité de son électricité auprès d'Énergie NB en vertu de plusieurs ententes d'achat d'électricité.

Les frais d'amortissement étaient de 9,7 millions de dollars, comparativement à 9,2 millions de dollars l'exercice précédent. L'augmentation de 0,5 million de dollars reflète l'investissement continu de l'entreprise dans son réseau de distribution.

Les charges financières se sont élevées à 7,6 millions de dollars, contre 8,7 millions de dollars l'exercice précédent. La baisse de 1,1 million de dollars traduit l'utilisation continue du financement à court terme et de la capitalisation des intérêts débiteurs pour la construction, à Charlottetown, dans l'Île-du-Prince-Édouard, d'une centrale à turbine à combustion, d'une puissance de 50 MW.

La mise en service de cette centrale d'une puissance de 50 MW et d'un coût de 35 millions de dollars a été achevée au début de 2006. Cette centrale, qui peut fonctionner à l'huile légère ou au gaz naturel, permettra de délester le câble sous-marin, réduira la dépendance de l'entreprise envers l'importation d'électricité et améliorera la sécurité de l'approvisionnement.

Perspectives : La croissance économique de l'Île-du-Prince-Édouard devrait être modeste en 2006. Bien que l'on s'attende à ce que le secteur de la construction stimule l'économie, elle sera légèrement compensée par une réduction des dépenses publiques s'accompagnant d'une croissance prévue supérieure à 2,0 pour cent du PIB en 2006. L'augmentation des ventes d'électricité devrait atteindre 1,3 pour cent en 2006, taux comparable à celui de 2005.

Maritime Electric dépend encore de l'importation d'électricité pour la majorité de ses besoins annuels. Une loi proclamée par le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard prévoit que Maritime Electric devra de plus en plus dépendre de sources locales d'énergie renouvelable, en particulier l'énergie éolienne. D'ici 2010, Maritime Electric devra combler au moins 15 pour cent de ses besoins annuels en électricité à partir de sources renouvelables.

Maritime Electric a signé en 2005 un protocole d'entente avec le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard visant une amélioration de 30 millions de dollars du réseau de transport de l'île afin d'accommoder le développement à grande échelle d'éoliennes commerciales. Ce projet d'amélioration, qui prendra 5 ans, devrait commencer en 2006.

Maritime Electric devrait investir en 2006 environ 21 millions de dollars dans son réseau de distribution, principalement aux fins de l'entretien continu et pour accommoder la croissance de la clientèle. Maritime Electric a déposé le 8 novembre 2005, relativement à son budget d'immobilisations proposé de 2006, une demande qui a été autorisée par l'IRAC le 20 janvier 2006.

L'entreprise a déposé le 31 janvier 2006 auprès de l'IRAC une demande d'augmentation globale de 1,6 pour cent des tarifs d'électricité de ses abonnés à compter du 1^{er} juillet 2006, et un nouvel amortissement de 1,5 million de dollars en 2006, et de 1,3 million de dollars en 2007, des coûts récupérables accumulés au 31 décembre 2003.

FortisOntario

Réglementation : FortisOntario comprend les activités réglementées de Canadian Niagara Power et de Cornwall Electric. Canadian Niagara Power et Cornwall Electric exploitent leur réseau en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité* et la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, telles qu'elles sont administrées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CÉO »). Canadian Niagara Power est assujettie à une réglementation fondée sur le coût des services et son bénéficiaire est réglementé d'après le rendement de la facturation, plus récupération des coûts de distribution autorisés. Cornwall Electric, qui échappe à plusieurs exigences de ces lois, est assujettie à un contrat de concession d'une durée de 35 ans signé le 31 juillet 1998 avec la Corporation de la Ville de Cornwall. En vertu de ce contrat de concession, les tarifs sont plafonnés et les variations du coût d'approvisionnement sont transmises à la clientèle. Les exigences relatives au tarif de base sont renégociées chaque année en fonction de l'inflation et de la croissance de la demande et de la clientèle. En novembre 2004, la CÉO a octroyé à Cornwall Electric un permis de distribution valide jusqu'en décembre 2019. Ce permis reconnaît le territoire actuellement desservi et les contrats de concession. Avant cet octroi, Cornwall Electric disposait d'un permis temporaire de distribution.

En 2002, le Gouvernement de l'Ontario a promulgué la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* (« *Projet de loi 210* »), qui bloque à 4,3 cents le kWh le prix de l'électricité pour les petits usagers et autres consommateurs désignés, ainsi que les tarifs de transport et de distribution de l'électricité, jusqu'au 1^{er} mai 2006. Pour 2005, les tarifs de transport et de distribution de Fort Érié et Gananoque ont été établis en fonction d'un rendement de 9,88 pour cent des capitaux propres. Port Colborne a reçu de la CÉO l'autorisation de mettre en œuvre le dernier tiers d'une hausse progressive des tarifs qui conduira à l'obtention d'un rendement de 9,88 pour cent des capitaux propres. Toutefois, pour y être admissible, Canadian Niagara Power a dû soumettre en 2004 à la CÉO un plan de gestion pour la conservation de l'énergie. Ce plan a été approuvé en 2005 par la CÉO. Ce plan exige un investissement qui correspond à la valeur du dernier tiers du rendement des capitaux propres pour une année et peut s'étaler sur une période de trois ans se terminant en septembre 2007. Cornwall Electric n'est pas assujettie au *Projet de loi 210*, puisqu'elle ne participe pas au marché ouvert de l'Ontario et que ses tarifs sont établis en vertu du contrat de concession.

En décembre 2003, la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité) (Projet de loi 4)* a été adoptée. Cette législation a remplacé le prix de l'électricité bloqué à 4,3 cents le kWh par une structure de prix à deux niveaux et a autorisé les distributeurs d'électricité à commencer à recouvrer une partie des coûts de distribution engagés en préparation du marché concurrentiel. Les distributeurs ont obtenu la permission de faire une demande de recouvrement des frais contractés jusqu'au 31 décembre 2002 inclusivement; les frais contractés à partir de cette date peuvent être recouverts sur une période de quatre ans commençant en avril 2004. En mars 2004, la CÉO a publié une décision accordant à Canadian Niagara Power une grille tarifaire provisoire lui permettant de recouvrer ses frais de transition à Fort Érié et à Port Colborne. Aucuns frais de transition ne s'appliquaient à Gananoque. En mars 2005, la CÉO a publié une décision accordant à Canadian Niagara Power une grille tarifaire provisoire lui permettant de continuer à recouvrer ses frais de transition à Fort Érié et à Port Colborne.

En juin 2004, le ministre de l'Énergie de l'Ontario a autorisé Canadian Niagara Power à déposer auprès de la CÉO une demande de diminution de son tarif de détail visant le transport de l'électricité que doit payer la clientèle de Fort Érié, en raison des gains d'efficacité mis en œuvre par la société. En juin 2004, la CÉO a publié une décision établissant la nouvelle grille tarifaire devant entrer en vigueur en juillet 2004 relativement au tarif de détail du transport de l'électricité. Les frais de détail de transport de l'électricité sont constatés dans un compte d'écart budgétaire consacré au remboursement au détail, qui sera fermé à une date ultérieure moyennant l'approbation de la CÉO.

Le 9 décembre 2004, la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité (Ontario)* est entrée en vigueur modifiant certaines lois antérieures. Cette loi a restructuré le secteur de l'électricité de la province et proposé un plan tarifaire réglementé, qui a ensuite été élaboré et dont la mise en œuvre a été annoncée le 11 mars 2005 par la CÉO. Ce plan tarifaire réglementé vise à refléter le coût réel de l'électricité. Il remplace la structure tarifaire provisoire à deux niveaux qui était en place depuis avril 2004. À compter du 1^{er} avril 2005, les clients admissibles paieront 5,0 cents le kWh pour les premiers 750 kWh utilisés chaque mois et 5,8 cents le kWh pour l'électricité excédentaire. À compter du 1^{er} novembre 2005, le seuil tarifaire en deçà duquel l'électricité est facturée au tarif inférieur, changera deux fois l'an pour les clients résidentiels. Le seuil tarifaire sera de 1 000 kWh par mois au cours des mois d'hiver, de novembre à avril, et de 600 kWh par mois au cours des mois d'été, de mai à octobre.

Bénéfice : Le bénéfice s'établissait à 4,3 millions de dollars, comparativement à 4,2 millions de dollars l'exercice précédent. La constatation d'un actif d'impôts futurs de 1,6 million de dollars lié à la résolution favorable d'un redressement de l'ARC relatif à Cornwall Electric en 2005 a été presque entièrement compensée par les coûts associés au programme de retraite anticipée offert au quatrième trimestre de 2005 et par des charges d'exploitation plus élevées.

Ventes d'électricité : Les ventes d'électricité de 1 195 GWh étaient comparables à celles de l'exercice précédent.

Produits : Les produits s'établissaient à 139,7 millions de dollars, contre 125,2 millions de dollars l'exercice précédent. L'augmentation nette de 14,5 millions de dollars est principalement attribuable à la hausse de 12 pour cent des tarifs d'électricité de Cornwall Electric survenue le 1^{er} juillet 2004 et à la modification du volet « coût de l'électricité » facturé aux abonnés de Canadian Niagara Power, partiellement compensée par la baisse de 4,5 pour cent des tarifs de Cornwall Electric à compter du 1^{er} juillet 2005. La modification de l'élément du coût de l'électricité facturé a augmenté les produits et le coût d'approvisionnement en électricité, mais elle n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice.

Charges : Le coût d'approvisionnement en électricité s'établissait à 110,2 millions de dollars, contre 96,5 millions de dollars l'exercice précédent. L'augmentation de 13,7 millions de dollars du coût d'approvisionnement en électricité est principalement attribuable à la hausse du coût de l'électricité facturé à Cornwall Electric et à la modification du volet « coût de l'électricité » facturé aux abonnés de Canadian Niagara Power.

Les charges d'exploitation s'élevaient à 14,5 millions de dollars, contre 12,3 millions de dollars l'exercice précédent. L'augmentation de 2,2 millions de dollars des charges d'exploitation était attribuable aux coûts de 0,8 million de dollars liés au programme de retraite anticipée offert au quatrième trimestre de 2005 et à la hausse de 1,4 million de dollars de la répartition des coûts des services partagés provenant des filiales non réglementées de production ontariennes. La hausse de la répartition provenait d'une récente étude interne sur la répartition des coûts.

L'impôt sur le bénéfice s'établissait à 0,5 million de dollars, comparativement à 2,2 millions de dollars l'exercice précédent. La baisse nette de 1,7 million de dollars était principalement attribuable au bénéfice avant impôts plus faible et à la constatation d'un actif d'impôts futurs de 1,6 million de dollars liée à la résolution favorable d'un redressement de l'ARC relativement à un actif d'impôts créé lorsqu'un propriétaire précédent avait acquis Cornwall Electric. Cela a été partiellement compensé par l'incidence d'un taux effectif plus élevé de l'impôt sur le bénéfice par rapport à celui de l'exercice précédent.

Perspectives : FortisOntario prévoit en 2006 une croissance économique d'environ 1 pour cent pour les régions qu'elle dessert. FortisOntario s'attend à dépenser en 2006 environ 10 millions de dollars aux fins de son programme d'immobilisations. Ce programme de 2006 visera essentiellement l'entretien continu des infrastructures de la société.

Canadian Niagara Power a déposé le 6 septembre 2005 auprès de la CÉO une demande pour obtenir, à compter du 1^{er} mai 2006, de nouveaux tarifs de distribution d'électricité. La nouvelle grille tarifaire est établie à partir des coûts de 2004 en supposant une structure du capital composée à 50 pour cent de dette à long terme et à 50 pour cent d'actions ordinaires, avec un rendement autorisé de 9,0 pour cent. Le 6 septembre 2005, des demandes relatives à l'approbation finale des soldes de ces actifs et passifs réglementaires ont été déposées, y compris les coûts de transition au 31 décembre 2004 et l'approbation d'« avenants tarifaires » destinés à recouvrer ou régler ces soldes à compter du 1^{er} mai 2006. L'approbation avait été accordée précédemment par la CÉO pour le recouvrement ou le règlement provisoire de ces actifs et passifs réglementaires. Les actifs et passifs réglementaires constatés en 2005 feront l'objet de recouvrements ou de règlements tarifaires à l'occasion de futures demandes tarifaires.

Il existe présentement en Ontario 95 entreprises de distribution locale de l'électricité qui appartiennent à des municipalités. La direction estime qu'il se produira vraisemblablement une consolidation des services électriques municipaux et FortisOntario demeurera à l'affût de nouvelles occasions de louer ou d'acquérir des entreprises municipales de distribution au fur et à mesure qu'elles deviendront disponibles.

FortisAlberta

Réglementation : FortisAlberta est régie par l'Alberta Energy Utilities Board (« AEUB »), conformément à la *Electric Utilities Act* (Alberta), à la *Public Utilities Board Act* (Alberta) et à la *Hydro and Electric Energy Act* (Alberta). FortisAlberta est assujettie à la réglementation du coût des services tel que le prescrit l'AEUB. Les ordonnances de tarification émises par l'AEUB réglementent les produits de FortisAlberta de manière à ce qu'ils permettent le recouvrement de tous les frais d'exploitation prudemment engagés et autorisent un rendement raisonnable des capitaux propres réputés s'appliquer aux actifs réglementés. L'entreprise demande que les produits de la grille tarifaire soient calculés en fonction du coût estimatif du service. Une fois approuvée, la grille tarifaire n'est pas ajustée même si le coût réel du service diffère du coût estimatif, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au compte de report. Le rendement autorisé de FortisAlberta est recalculé chaque année au moyen d'une formule d'ajustement automatique pour effectuer le rajustement selon les modifications prévues du rendement à long terme des obligations du Canada.

Le 2 juillet 2004, l'AEUB a publié une décision générale relative au coût du capital (« décision générale relative au coût du capital ») établissant une approche commune à l'égard de toutes les entreprises de services publics sous sa juridiction qui œuvrent dans la distribution du gaz et de l'électricité afin de fixer le rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires et réputés s'appliquer aux actifs réglementés. Cette décision générale prévoit également pour FortisAlberta un ratio capitaux d'emprunt/capitaux propres de 63/37 applicable au financement de ses actifs réglementés. En outre, la décision générale relative au coût du capital détermine la formule servant à établir le rendement autorisé de FortisAlberta pour les années à venir. En accord avec la formule d'ajustement automatique, le rendement autorisé de FortisAlberta était de 9,5 pour cent en 2005.

Le 24 mai 2005, l'AEUB a autorisé le règlement négocié portant sur tous les aspects de la demande relative à la grille tarifaire de FortisAlberta pour 2005. Ce règlement négocié a entraîné en 2005 l'exigence de produits de distribution de 215,4 millions de dollars, ce qui s'est traduit par une hausse de 2,1 pour cent des tarifs de base à compter du 1^{er} août 2005. Cette exigence autorisée des produits correspondait à des dépenses d'exploitation prévues de 101,0 millions de dollars et à des dépenses en immobilisations prévues de 134,3 millions de dollars, avant les contributions des abonnés. L'incidence cumulative du règlement négocié sur les résultats du premier semestre de 2005 s'est fait sentir au deuxième trimestre de 2005. FortisAlberta a facturé ses clients selon une grille tarifaire provisoire pour la période allant du 1^{er} janvier 2005 au 31 juillet 2005. Le manque à gagner des produits pour cette période a été perçu auprès des abonnés au cours de la période allant d'août à décembre 2005 au moyen d'un avenant d'ajustement tarifaire.

En juin 2005, FortisAlberta et la Ville d'Airdrie ont signé un contrat de concession de 10 ans visant la distribution d'électricité. Ce contrat de concession accorde à FortisAlberta le droit exclusif de posséder, d'exploiter et d'entretenir le réseau de distribution d'électricité sur le territoire de la Ville d'Airdrie.

Bénéfice : Le bénéfice s'élevait à 36,1 millions de dollars, comparativement à 18,6 millions de dollars pour la période de sept mois terminée le 31 décembre 2004. L'augmentation du bénéfice de 17,5 millions de dollars a été principalement attribuable à un exercice complet de contribution aux résultats par FortisAlberta en 2005. Les résultats de 2005 de FortisAlberta comprenaient un bénéfice net de 7,1 millions de dollars principalement lié à la résolution d'éléments se rapportant aux périodes antérieures en ce qui a trait à l'impôt, à l'entente relative à la demande et au règlement de la réclamation d'EPCOR Energy Services (Alberta) Inc. (« EPCOR »), déduction faite du recouvrement d'assurance, partiellement compensé par les ajustements liés au règlement négocié et à l'incidence d'un taux effectif plus élevé d'impôt sur le bénéfice.

FortisAlberta a annoncé le 8 août 2005 qu'une entente avait été conclue avec EPCOR visant à régler tous les aspects de la réclamation déposée le 18 août 2003 à la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta. Tous les montants se rapportant au règlement se sont reflétés dans les résultats du deuxième trimestre de FortisAlberta, étant donné que l'entreprise disposait dans ses états financiers de provisions adéquates pour compenser l'incidence du règlement. Le produit reçu en vertu d'une police d'assurance a partiellement compensé le règlement de la réclamation d'EPCOR et il s'est reflété au troisième trimestre.

Ventes d'électricité : Les ventes d'électricité s'élevaient à 14 445 GWh, comparativement à 7 964 GWh pour la période de sept mois terminée le 31 décembre 2004. Le total des ventes d'électricité en 2004 atteignait 13 908 GWh. Les ventes d'électricité de 2005 ont bénéficié de l'incidence positive de l'accroissement de la consommation et du nombre de clients résidentiels, commerciaux et des secteurs du pétrole et du gaz naturel, en raison de la vigueur de l'économie provinciale. Ces hausses ont été partiellement compensées par la baisse de la consommation du secteur agricole et de l'irrigation en raison des précipitations exceptionnellement élevées de 2005.

Produits : Les produits s'établissaient à 259,8 millions de dollars, contre 129,7 millions de dollars pour la période de sept mois terminée le 31 décembre 2004. Les produits ont bénéficié en 2005 de l'incidence de l'augmentation de 2,1 pour cent des tarifs d'électricité, de la hausse des ventes d'électricité, des revenus accrus des redevances sur les concessions et de gains plus élevés relatifs aux produits et aux coûts du transport. Les produits ont également bénéficié de la résolution de questions fiscales qui ont entraîné la réduction des passifs liés aux périodes antérieures, du recouvrement d'assurance ayant trait au règlement de la réclamation d'EPCOR et du règlement des montants liés à la demande des périodes précédentes.

Charges : Les charges d'exploitation atteignaient 113,0 millions de dollars, comparativement à 60,2 millions de dollars pour la période de sept mois terminée le 31 décembre 2004. Les charges d'exploitation de 2005 ont subi l'impact négatif du coût plus élevé de la main-d'œuvre, des heures supplémentaires et des matériaux, en raison de l'accroissement des activités d'entretien des lignes, de l'augmentation de l'impôt foncier et de la modification en 2004 de la méthode utilisée pour comptabiliser le recouvrement interentreprises des charges d'exploitation.

Les frais d'amortissement s'établissaient à 61,4 millions de dollars, contre 31,3 millions de dollars pour la période de sept mois terminée le 31 décembre 2004. Les frais d'amortissement en 2005 ont reflété les taux d'amortissement plus élevés découlant de l'entente négociée et de l'augmentation des immobilisations, principalement attribuables à l'augmentation de la demande dans le territoire de service de l'entreprise.

Les charges financières se sont élevées à 24,2 millions de dollars, contre 10,8 millions de dollars pour la période de sept mois terminée le 31 décembre 2004. Lors de l'achat de l'entreprise par Fortis le 31 mai 2004, FortisAlberta a contracté un emprunt à court terme de 393 millions de dollars auprès d'un consortium de banques à charte canadiennes. Ces fonds ont été utilisés pour rembourser les sommes dues à l'ancien propriétaire. Le taux d'intérêt de cet emprunt était de beaucoup inférieur à celui payé par FortisAlberta à l'ancien propriétaire. Les charges financières ont également augmenté en raison de l'incidence d'un taux d'intérêt plus élevé sur les 400 millions de dollars de débentures publiques émises le 25 octobre 2004 que celui de la facilité provisoire à court terme, mentionnée ci-dessus, qui a été remboursée au moyen du produit de l'émission des débentures.

L'impôt sur le bénéfice était de 25,1 millions de dollars, comparativement à 8,8 millions de dollars pour la période de sept mois terminée le 31 décembre 2004. L'impôt sur le bénéfice a subi en 2005 l'effet d'un taux d'imposition effectif plus élevé, en raison surtout de produits plus élevés et de l'incidence des écarts entre le bénéfice aux fins comptables et celui aux fins fiscales.

Perspectives : Les ventes d'électricité de FortisAlberta ont été fortement influencées par les activités du secteur du pétrole et du gaz naturel et par la conjoncture économique du territoire qu'elle dessert. Comme le prix des ressources du secteur du pétrole et du gaz naturel devrait demeurer élevé, l'économie de l'Alberta devrait progresser de 4,5 pour cent en 2006. On prévoit en 2006 une augmentation de 2,3 pour cent des ventes d'électricité de FortisAlberta. Cette hausse prévue devrait augmenter l'investissement dans les actifs réglementés et établir une tendance à la hausse du bénéfice réglementé.

À la suite de l'application de la formule d'ajustement automatique, l'AEUB a publié le 22 novembre 2005 sa décision relative au rendement des capitaux propres, qui fixe à 8,93 pour cent le rendement autorisé de FortisAlberta pour 2006, en baisse par rapport à 9,5 pour cent en 2005. Cette baisse est directement liée au rendement inférieur à long terme des obligations du Canada.

L'entreprise a déposé le 12 décembre 2005 auprès de l'AEUB sa demande relative à sa grille tarifaire de 2006/2007 (« demande pour 2006/2007 »). La demande pour 2006/2007 comprend en 2006 une exigence de 221,2 millions de dollars pour les produits de distribution. Cette exigence de produits reflète des charges d'exploitation prévues de 103,6 millions de dollars et des dépenses en immobilisations prévues de 193,0 millions de dollars, avant les contributions des abonnés, en plus des 10,7 millions de dollars qui devraient être versés aux projets de l'Alberta Electric System Operator (« AESO »). Si elle est approuvée, la demande n'entraînera pas de hausse tarifaire en 2006, mais elle augmentera de 3 pour cent en 2007 le tarif facturé aux abonnés. Plus de 75 pour cent des dépenses en immobilisations de l'entreprise en 2006 et en 2007 serviront à améliorer et à étendre le réseau de poteaux et de câbles. Le 20 décembre 2005, l'AEUB a approuvé une grille tarifaire provisoire qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2006. Une décision au sujet de la demande de 2006/2007 devrait être prise dans la dernière partie de 2006.

L'entreprise a obtenu en décembre 2005 de l'AEUB l'approbation d'une tarification provisoire qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2006, afin de recouvrer auprès des abonnés le coût du transport selon la nouvelle structure tarifaire que FortisAlberta doit payer à l'AESO. Le coût du transport payé à l'AESO est assujéti par l'AEUB à un compte de report et, de ce fait, il n'aura aucun effet sur les produits de FortisAlberta pour 2006.

FortisBC

Réglementation : FortisBC est réglementée par la British Columbia Utilities Commission (« BCUC »), qui tire son autorité de la *Utilities Commission Act* (Colombie-Britannique) et veille à l'application de cette loi. La grille tarifaire de FortisBC s'établit, comme le préconise la BCUC, à la fois en fonction du coût des services et à partir d'une formule d'évaluation tarifaire axée sur le rendement (« ÉTR »). L'entreprise a déposé auprès de la BCUC une demande relative aux exigences annuelles de produits selon les coûts de service estimatifs. Le processus de l'ÉTR prévoit le partage avec les abonnés des économies réalisées, ou dans certains cas, des dépenses accrues. Le partage ne s'applique qu'à certains éléments des coûts de l'entreprise et il est susceptible de changer à mesure qu'évolue le cadre réglementaire de l'entreprise. Le rendement autorisé de FortisBC est recalculé chaque année au moyen d'une formule d'ajustement automatique pour effectuer le rajustement selon les modifications prévues du rendement à long terme des obligations du Canada.

La BCUC a publié le 31 mai 2005 sa décision relative à la demande de FortisBC, déposée le 26 novembre 2004, en matière d'exigence des produits pour 2005 et a approuvé une augmentation de 3,4 pour cent du tarif d'électricité à compter du 1^{er} janvier 2005. Ce tarif remplace le tarif provisoire remboursable de 3,7 pour cent. En raison du changement tarifaire, environ 0,3 million de dollars ont été remboursés aux abonnés au troisième trimestre de 2005. La décision a également autorisé un taux de rendement de 9,43 pour cent, le maintien du ratio de 40 pour cent des actions ordinaires et le plan d'immobilisations de 2005 s'élevant à 121,6 millions de dollars.

Bénéfice : Le bénéfice s'élevait à 24,6 millions de dollars, comparativement à 17,7 millions de dollars pour la période de sept mois terminée le 31 décembre 2004. L'augmentation de 6,9 millions de dollars du bénéfice est principalement attribuable à un exercice complet de contributions aux résultats de la part de FortisBC en 2005.

Fortis, par l'entremise d'une filiale indirecte en propriété exclusive, a acquis le 31 mai 2005, pour la somme de 3,7 millions de dollars, toutes les actions ordinaires et privilégiées émises de PLP. PLP est une entreprise de services publics d'électricité desservant environ 3 200 abonnés, surtout à Princeton, en Colombie-Britannique. PLP achète son électricité en gros auprès de FortisBC en vertu d'un contrat d'achat d'électricité. Les résultats financiers de PLP sont inclus depuis le 31 mai 2005 dans les résultats sectoriels de FortisBC.

Ventes d'électricité : Les ventes d'électricité ont atteint 2 968 GWh, par rapport à 1 662 GWh pour la période de sept mois terminée le 31 décembre 2004. Le total des ventes d'électricité de 2004 s'établissait à 2 873 GWh. Les ventes d'électricité de 2005 ont bénéficié de l'augmentation du nombre d'abonnés résidentiels, en raison de la croissance continue de la population dans la région de l'Okanagan et d'une demande accrue pour le chauffage résultant d'un hiver plus froid.

Produits : Les produits étaient de 194,7 millions de dollars, comparativement à 109,5 millions de dollars pour la période de sept mois terminée le 31 décembre 2004. Les produits de 2005 ont bénéficié d'une augmentation des ventes d'électricité et d'une hausse de 3,4 pour cent des tarifs d'électricité à compter du 1^{er} janvier 2005, partiellement compensées par d'autres produits moins élevés. La réduction des autres produits se rapportait principalement aux ajustements incitatifs de l'ÉTR. En outre, des produits plus élevés ont été constatés au quatrième trimestre de 2004, par rapport à la même période de 2005, principalement en raison d'un ajustement favorable des produits non encore facturés de 5,7 millions de dollars (3,7 millions de dollars après impôts) et d'un perfectionnement général du processus d'estimation des produits non encore facturés de 2004.

Charges : Le coût d'approvisionnement en électricité s'élevait à 60,4 millions de dollars, contre 32,9 millions de dollars pour la période de sept mois terminée le 31 décembre 2004. Le coût d'approvisionnement en électricité en 2005 a subi l'incidence d'une augmentation du volume d'achat partiellement compensée par un prix moyen d'achat d'électricité plus bas. Le coût d'approvisionnement en électricité pour la période de sept mois terminée le 31 décembre 2004 comprenait un ajustement favorable de 1,1 million de dollars, qui a réduit le coût d'approvisionnement en électricité pour la période.

Les charges d'exploitation s'établissaient à 64,8 millions de dollars, comparativement à 33,4 millions de dollars pour la période de sept mois terminée le 31 décembre 2004. Les charges d'exploitation de 2005 ont subi l'incidence de l'augmentation des activités du service à la clientèle et de l'entretien du système informatique, ainsi que de hausses inflationnistes générales, partiellement compensées par un remboursement de 0,5 million de dollars résultant d'un appel relatif à l'impôt sur le capital de la Colombie-Britannique en 2005.

Les frais d'amortissement se chiffraient à 19,0 millions de dollars, par rapport à 9,9 millions de dollars pour la période de sept mois terminée le 31 décembre 2004. Les frais d'amortissement de 2005 ont subi l'incidence d'une augmentation des immobilisations résultant du programme de dépenses en immobilisations de l'entreprise. Une étude de l'amortissement a été achevée par l'entreprise au troisième trimestre de 2005. Toute modification future des frais d'amortissement découlant de cette étude sera incluse dans les tarifs des abonnés, moyennant l'approbation de la BCUC.

Les charges financières se montaient à 18,5 millions de dollars, contre 8,5 millions de dollars pour la période de sept mois terminée le 31 décembre 2004. Les charges financières de 2005 ont subi l'incidence de l'accroissement des emprunts visant à financer le programme de dépenses en immobilisations de FortisBC et du taux d'intérêt plus élevé sur les 140 millions de dollars de débetures émises le 30 novembre 2004 par rapport au taux d'intérêt sur la dette à court terme remboursée par le produit de ces débetures, incidence partiellement compensée par l'augmentation des intérêts capitalisés liés à d'importants projets d'immobilisations à long terme. Lors de l'achat de l'entreprise par Fortis le 31 mai 2004, FortisBC a contracté un emprunt à court terme de 155 millions de dollars par le biais d'un billet à demande de Fortis. Ces fonds ont été utilisés pour rembourser les sommes dues à l'ancien propriétaire. Le taux d'intérêt de cet emprunt était de beaucoup inférieur à celui payé par FortisAlberta à l'ancien propriétaire. Le produit net de 140 millions de dollars de l'émission des débetures a principalement servi à rembourser le billet à demande à court terme décrit ci-dessus.

FortisBC a réalisé en novembre 2005 une émission de débetures non garanties de premier rang de 30 ans à 5,6 %, pour la somme de 100 millions de dollars. Le produit de cette émission a servi à rembourser certaines facilités de crédit de FortisBC, qui avaient été contractées principalement pour financer des dépenses en immobilisations. Le solde de ce produit a été utilisé aux fins du fonds de roulement.

Perspectives : La croissance de la clientèle et des ventes d'électricité de FortisBC est tributaire de la croissance économique générale. La croissance économique a été vigoureuse en 2005 en Colombie-Britannique et elle devrait se poursuivre en 2006, du fait que la demande mondiale pour les produits tirés des ressources naturelles devrait demeurer élevée, car on prévoit que la construction commerciale et résidentielle devrait augmenter. La croissance du PIB de la Colombie-Britannique devrait dépasser 3,0 pour cent en 2006 et on prévoit que la hausse des ventes d'électricité de FortisBC sera d'environ 2,2 pour cent.

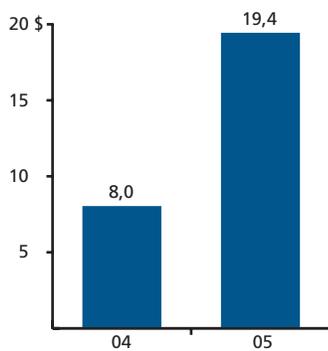
Afin de fixer les tarifs de 2006, FortisBC a déposé le 24 novembre 2005 auprès de la BCUC une demande d'exigences des produits (« demande de 2006 »). La demande de 2006 de FortisBC vise à obtenir la permission d'augmenter de 5,9 pour cent sa grille tarifaire à partir du 1^{er} janvier 2006. Cette augmentation de tarif est principalement attribuable au programme de dépenses en immobilisations de l'entreprise. La BCUC a autorisé une hausse provisoire remboursable de 5,9 pour cent qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2006. La demande de 2006, qui a été examinée en février 2006 par la BCUC et sera négociée ou fera l'objet d'audiences par la suite, comprend le nouveau mécanisme proposé de l'ÉTR afin de déterminer les exigences des produits de 2007 à 2009. La demande de 2006 est axée sur la poursuite d'un mécanisme générique de rendement et d'un coût du capital reflétant, aux fins de la tarification, un ratio capitaux d'emprunt/capitaux propres de 60/40. Le rendement utilisé pour la demande de 2006 était de 8,69 pour cent, en baisse par rapport à 9,43 pour cent en 2005. Cette baisse est directement liée au rendement moins élevé à long terme des obligations du Canada.

La BCUC a approuvé le 31 janvier 2006, le plan d'immobilisations de FortisBC pour 2006, d'un montant de 111,7 millions de dollars, déduction faite de l'apport à l'appui de la construction, dont environ 27,0 millions de dollars en projets assujettis à un nouveau processus d'approbation. D'importants volets des immobilisations planifiées pour 2006 comprennent l'agrandissement et la modernisation des réseaux de transport et de distribution dans la région du sud de l'Okanagan et celle de Kelowna. Les dépenses en immobilisations planifiées comprennent également la poursuite de la modernisation et des travaux pour le prolongement de la vie utile des centrales hydroélectriques de la rivière Kootenay.

En juin 2005, une entreprise de services publics de la Colombie-Britannique a déposé auprès de la BCUC une demande prévoyant, entre autres, l'examen du mécanisme actuel d'ajustement du rendement, qui s'applique également à FortisBC. Cette demande est assujettie à un processus réglementaire auquel participe FortisBC dans la mesure où les délibérations la concernent. L'incidence et l'importance de toute modification de ce mécanisme ne peuvent être estimées ou raisonnablement déterminées pour le moment. On s'attend à ce qu'une décision sur ce mécanisme soit prise au premier trimestre de 2006.

FortisBC s'était engagée envers la BCUC à devenir une entreprise autonome avant juin 2006. Ce processus s'est en grande partie réalisé en 2005, FortisAlberta et FortisBC ayant mis sur pied des équipes de gestion et des conseils d'administration distincts. FortisBC a également créé en Colombie-Britannique un siège social, à Kelowna, et elle y a transféré la majorité des fonctions commerciales accomplies auparavant par FortisAlberta.

Bénéfice des filiales réglementées aux Antilles
(en millions de dollars)



Services publics réglementés aux Antilles

Le bénéfice des services publics réglementés aux Antilles s'élevait à 19,4 millions de dollars, contre 8,0 millions de dollars l'exercice précédent, en raison d'un accroissement du bénéfice de Belize Electricity et de la quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities.

Belize Electricity

Fortis détient une participation de 68 pour cent dans Belize Electricity. Les résultats rapportés ci-dessous représentent la totalité des activités de cette entreprise. Le dollar bélizéen est indexé au dollar US dans les proportions suivantes : 1,00 \$BZ = 0,50 \$US. Les résultats de 2005 de Belize Electricity ont été convertis au taux de change moyen annuel de 1,00 \$US = 1,21 \$CA, comparativement à 1,00 \$US = 1,30 \$CA en 2004.

Réglementation : Belize Electricity est réglementée par la Public Utilities Commission (« PUC ») aux termes de l'*Electricity Act* (Belize), des *Electricity (Tariffs, Charges and Quality of Service Standards) By-Laws* (Belize) et de la *Public Utilities Commission Act* (Belize). Au Belize, les tarifs d'électricité comportent deux volets; le premier est la distribution à valeur ajoutée (« DVA ») et le second est le coût d'approvisionnement en carburant et en électricité (« CACÉ ») qui, lié

au coût variable de l'électricité, se répercute directement sur les tarifs exigés de la clientèle. Le volet DVA des tarifs autorise l'entreprise à recouvrer à hauteur de 10 à 15 pour cent ses charges d'exploitation, de transport et de distribution, ses impôts, ses frais d'amortissement et son rendement sur l'actif réglementé. Belize Electricity est soumise à des audiences annuelles de tarifs et à une audience intégrale tous les quatre ans, au cours de laquelle la PUC détermine la valeur des volets de la DVA et du CACÉ des tarifs d'électricité et le recouvrement de tout compte de stabilisation tarifaire (« CST »). Le volet DVA du tarif est habituellement réexaminé tous les quatre ans, alors que le volet CACÉ et le recouvrement du CST sont examinés lors de chaque audience annuelle et des audiences d'examen d'événement seuil qui peuvent survenir en tout temps lorsque les reports du CACÉ dans le CST dépassent un seuil déterminé.

Belize Electricity a déposé le 2 mars 2005 sa première demande intégrale de tarifs, afin d'établir une nouvelle entente tarifaire de DVA de quatre ans. La PUC a publié le 14 juillet 2005 sa décision finale (« décision ») autorisant une augmentation globale de 11 pour cent des tarifs d'électricité, comprenant le recouvrement des soldes CST, tarifs qui sont passés de 34,9 cents BZ le kWh à 39,0 cents BZ le kWh depuis le 1^{er} juillet 2005 et le demeureront jusqu'au 30 juin 2006. À la suite de cette décision, le volet DVA des tarifs d'électricité est passé de 14,0 cents BZ à 16,2 cents BZ le kWh, alors que le volet CACÉ est passé de 17,5 cents BZ le kWh à 21,0 cents BZ le kWh. Auparavant, la DVA était assujettie à une diminution de 5,0 cents BZ pour la période de transition de cinq ans qui a pris fin le 30 juin 2005. La réglementation impose également à Belize Electricity la tenue d'un compte de stabilisation tarifaire en fonction du coût de l'électricité (« CSTCÉ »), conçu afin de stabiliser le prix de l'électricité malgré les fluctuations du coût de l'électricité. Le CSTCÉ stabilise les tarifs d'électricité pour les abonnés tout en procurant à Belize Electricity un mécanisme qui permet le recouvrement de ses coûts de l'énergie. Depuis le 1^{er} juillet 2002,

un compte de stabilisation tarifaire lié aux ouragans (« CSTO ») a aussi été créé afin d'étaler les coûts de reconstruction qu'entraînent les ouragans. Par suite de la décision, un seuil (« événement seuil ») de 6,0 millions \$BZ pour le CSTCÉ a été autorisé par la PUC, permettant d'ajuster les tarifs lorsque les nouveaux reports au CSTCÉ atteignent ce seuil. Les ajustements à la grille tarifaire découlant d'un événement seuil peuvent nécessiter en tout temps au cours de l'exercice des ajustements du volet CACÉ du tarif et une surcharge supplémentaire pour le recouvrement du CSTCÉ.

Le permis de Belize Electricity pour produire, transporter et distribuer de l'électricité à Belize se termine en 2015. Aux termes de ce permis, l'entreprise dispose d'un premier droit de refus de tout octroi d'un nouveau permis. Si, pour quelque motif que ce soit, le permis n'est pas renouvelé, Belize Electricity aura le droit, suite à la cession à un nouvel exploitant de ses actifs de services publics d'électricité, de recevoir la plus élevée de ces deux sommes : la valeur marchande ou 120 pour cent de la valeur comptable nette de ces actifs.

Bénéfice : Le bénéfice total de Belize Electricity s'élevait à 8,0 millions de dollars (12,9 millions \$BZ), contre 7,2 millions de dollars (10,7 millions \$BZ) l'exercice précédent. Cette augmentation du bénéfice est principalement attribuable à la hausse de 11 pour cent des tarifs d'électricité, entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2005, qui découle de la nouvelle entente tarifaire de quatre ans, à l'augmentation des ventes d'électricité et à l'évolution favorable du taux de change associé à la dette en euros de l'entreprise. L'augmentation du bénéfice a été partiellement compensée par des charges financières et des charges d'exploitation plus élevées, et par la dépréciation du dollar US par rapport au dollar canadien, en comparaison de l'exercice précédent.

Ventes d'électricité : Les ventes d'électricité ont atteint 350 GWh, soit 6,1 pour cent de plus que les ventes de 330 GWh l'exercice précédent, principalement en raison de l'augmentation des ventes aux secteurs résidentiel et commercial. Cette hausse des ventes est attribuable à la croissance économique.

Produits : Les produits s'élevaient à 75,8 millions de dollars (125,4 millions \$BZ), comparativement à 71,9 millions de dollars (110,1 millions \$BZ) l'exercice précédent. Compte non tenu de l'effet du taux de change, les produits ont augmenté de 13,9 pour cent par rapport à l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à la hausse de 18 pour cent des volets DVA et CACÉ des tarifs d'électricité, entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2005, et à l'augmentation des ventes d'électricité, compensée en partie par une diminution finale de 1 cent BZ le kWh des tarifs en vigueur du 1^{er} juillet 2004 au 30 juin 2005.

Charges : Le coût de l'approvisionnement en électricité s'élevait à 40,8 millions de dollars (67,6 millions \$BZ), contre 37,7 millions de dollars (57,7 millions \$BZ) l'exercice précédent. Cette augmentation du coût de l'approvisionnement résulte d'une augmentation du volet CACÉ des ventes d'électricité, entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2005, et de la hausse des ventes d'électricité, compensée en partie par l'incidence du taux de change. Belize Electricity achète en effet le gros de son approvisionnement en électricité de la *Comisión Federal de Electricidad* (« CFE »), société appartenant au gouvernement mexicain, et de BECOL.

Les charges d'exploitation s'établissaient à 10,7 millions de dollars (17,7 millions \$BZ), par rapport à 11,0 millions de dollars (16,9 millions \$BZ) l'exercice précédent. Compte non tenu de l'incidence du taux de change, les charges d'exploitation ont augmenté en raison de la hausse des coûts de main-d'œuvre et de l'augmentation générale du coût des produits et services, compensées en partie par les efforts de l'entreprise de contrôler les coûts et d'améliorer l'efficacité de l'exploitation et la productivité.

Les frais d'amortissement annuels étaient de 5,8 millions de dollars (9,8 millions \$BZ), comparativement à 6,1 millions de dollars (9,7 millions \$BZ) l'exercice précédent. Compte non tenu de l'incidence du taux de change, les frais d'amortissement annuels ont augmenté en raison de la croissance des immobilisations, compensée en partie par le recouvrement de l'amortissement, grâce au CACÉ, de tout l'équipement de production, par suite de la décision finale du 1^{er} juillet 2005 sur les tarifs.

Les charges financières s'élevaient à 6,0 millions de dollars (9,9 millions \$BZ), contre 5,3 millions de dollars (8,2 millions \$BZ) l'exercice précédent. Cette augmentation était principalement attribuable à l'utilisation accrue de facilités de caisse, aux emprunts additionnels à court terme pour répondre aux besoins de l'exploitation et à la diminution des intérêts capitalisés découlant du report des dépenses en immobilisations, partiellement compensées par l'incidence du taux de change.

Les gains et pertes de taux de change de Belize Electricity se rapportaient essentiellement aux fluctuations du taux de change lié à la dette en euros de Belize Electricity. En 2005, un gain net du taux de change de 0,4 million de dollars (0,6 million \$BZ) a été enregistré, comparativement à une perte de change nette de 0,3 million de dollars (0,4 million \$BZ) l'exercice précédent. Dans l'ensemble, le dollar US s'est raffermi par rapport à l'euro en 2005.

Perspectives : Le PIB de Belize devrait connaître en 2006 une croissance de 4 pour cent. Un ralentissement de la croissance économique, amorcé en 2005, devrait se poursuivre en 2006. Belize Electricity prévoit que ses ventes d'électricité augmenteront de 6 à 7 pour cent en 2006, augmentation comparable à celle de 2005.

Belize Electricity prévoit dépenser en 2006 environ 19,0 millions de dollars aux fins de son programme d'immobilisations. Ce programme de 2006 a pour objet d'étendre ses infrastructures et d'en assurer l'entretien.

En octobre 2005, un événement seuil lié au CSTCÉ s'est produit, alors que ce compte atteignait 27,0 millions \$BZ. L'entreprise a déposé en décembre 2005 auprès de la PUC une demande d'ajustement visant à recouvrer les reports excédentaires au CSTCÉ et à augmenter le volet CACÉ des tarifs afin de refléter les coûts réels et prévus d'électricité pour la période allant du 1^{er} juillet 2005 au 30 juin 2006. La PUC a autorisé le 31 décembre 2005 une hausse de 0,6 cent BZ le kWh des tarifs d'électricité afin de recouvrer les reports excédentaires au CSTCÉ et une augmentation de 4,5 cent BZ le kWh destinée au volet CACÉ des tarifs d'électricité. Cela a entraîné une hausse globale de 13 pour cent des tarifs, qui sont passés de 39,0 cents BZ à 44,1 cents BZ le kWh le 1^{er} janvier 2006. Cette hausse de tarifs d'électricité n'aura aucune incidence sur le bénéfice de Belize Electricity de 2006 en raison de l'imputation directe à la clientèle du coût de l'électricité. La PUC a également consenti à ramener de 6,0 millions \$BZ à 3,0 millions \$BZ l'événement seuil et à ce qu'il n'y ait pas de baisse des tarifs d'électricité jusqu'à ce que le CPRSA soit entièrement remboursé. Au 31 décembre 2005, le solde payable au CSTCÉ et au CSTO par les abonnés était de 29,2 millions \$BZ.

L'entreprise a pour souci constant de diminuer à long terme le risque pour sa clientèle des hausses du prix du carburant en diversifiant ses sources d'approvisionnement en électricité. Le contrat d'achat d'électricité avec la CFE prend fin en août 2006. En juillet 2005, un appel d'offres pour la fourniture de 25 MW de production de base en 2007 et de 15 MW en 2009 a été lancé auprès d'éventuels producteurs indépendants d'électricité. Six offres avaient été reçues au 31 octobre 2005, offres que l'entreprise et la PUC sont en train d'évaluer. Belize Electricity a signé en 2004 avec Hydro Maya Limited un contrat d'achat d'électricité visant l'achat de la production d'une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 4 MW située dans la région de Punta Gorda (sud de Belize). On prévoit que cette centrale devrait entrer en exploitation en août 2006. Belize Electricity a également signé en décembre 2004 avec Belize Cogeneration Energy Limited un contrat d'achat d'électricité visant l'approvisionnement de 13,5 MW d'électricité. On prévoit que cette centrale devrait entrer en exploitation vers la fin de 2007.

Caribbean Utilities

Au 31 décembre 2005, l'entreprise détenait une participation de 36,9 pour cent dans Caribbean Utilities. Fortis comptabilise la participation qu'elle possède dans Caribbean Utilities à la valeur de consolidation. La quote-part du bénéfice tirée de cette participation est constatée avec un certain retard, si bien que la quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities correspond au bénéfice des 12 mois terminés le 31 octobre 2005. Le dollar des Îles Caïmans est indexé au dollar US dans les proportions suivantes : 1,00 \$CI = 1,20 \$US. La quote-part du bénéfice a été convertie au taux de change moyen au cours des périodes de 12 mois terminées les 31 octobre 2005 et 31 octobre 2004, qui étaient respectivement de 1,00 \$US = 1,22 \$CA et de 1,00 \$US = 1,32 \$CA.

Réglementation : En vertu d'un permis d'exclusivité de 25 ans venant à échéance en 2011, Caribbean Utilities est le seul fournisseur d'électricité de l'île de Grand Cayman, aux Îles Caïmans. Ce permis autorise l'entreprise à obtenir un rendement de la facturation de 15 pour cent et à imputer directement à sa clientèle les hausses du coût du carburant.

Caribbean Utilities a déposé en juillet 2002 auprès du gouvernement des Îles Caïmans (le « gouvernement ») une demande visant la prolongation de son permis actuel et le remplacement par un mécanisme de plafonnement des prix du mécanisme actuel qui assure un rendement autorisé de 15 pour cent de la facturation par le biais d'ajustements tarifaires. L'engagement provisoire de gré à gré signé en juin 2004 par Caribbean Utilities et le gouvernement a pris fin à la suite de l'ouragan Ivan. Le permis actuel demeure en vigueur et il devrait expirer en janvier 2011 ou lorsqu'il sera remplacé d'un commun accord par un nouveau permis. Un nouveau gouvernement a été élu en mai 2005 aux Îles Caïmans et l'entreprise a repris en novembre 2005 auprès du nouveau gouvernement ses discussions relatives à la prolongation de son permis, en vue d'obtenir un nouveau permis avant l'été 2006.

Lors de son rapport final au gouvernement le 21 juillet 2005 pour la fin de son exercice 2005, Caribbean Utilities a déterminé qu'en raison des coûts considérables engagés à la suite de l'ouragan Ivan, son permis actuel l'autorisait à augmenter de 9,5 pour cent ses tarifs à partir du 1^{er} août 2005. L'entreprise a toutefois conclu, sous toutes réserves de ses droits en vertu de son permis actuel, qu'en raison des réalités économiques qui ont suivi l'ouragan, il n'aurait pas été dans le meilleur intérêt des

Îles Caïmans et de ses résidents, ou dans l'intérêt à long terme de l'entreprise, d'adopter l'augmentation tarifaire à laquelle l'autorisait son permis. L'entreprise et le gouvernement ont donc convenu d'une surcharge de recouvrement des coûts (« SRC ») de 0,89 cents US le kWh pour chaque kWh d'électricité consommé par les abonnés. Cette SRC représente une augmentation moyenne de 4,7 pour cent du tarif de base d'électricité, soit moins de la moitié des 9,5 pour cent autorisés en vertu du permis. La SRC est entrée en vigueur pour la facturation d'août 2005 et elle continuera pour une période d'environ 3 ans. Il a également été convenu avec le gouvernement qu'il n'y aurait pas de hausse du tarif de facturation de base jusqu'au 31 juillet 2008 et que des augmentations rétroactives du tarif de facturation ne seront pas autorisées lorsque la SRC aura été entièrement recouvrée. Caribbean Utilities a subi des pertes directes non assurées de 14,0 millions \$US à la suite de l'ouragan. En accord avec le gouvernement, Caribbean Utilities recouvrera 13,4 millions \$US des 14,0 millions \$US de pertes non assurées au moyen de la SRC. En outre, Caribbean Utilities a convenu d'absorber les 3,6 millions \$US de coûts indirects accessoires de l'ouragan qui ne seront pas recouverts au moyen de la tarification aux abonnés. Ces coûts indirects ont été comptabilisés pour l'exercice fiscal de Caribbean Utilities terminé le 30 avril 2005.

Quote-part du bénéfice : Caribbean Utilities et les Îles Caïmans continuent à se relever des effets de l'ouragan Ivan, qui a frappé en septembre 2004 l'île de Grand Cayman. Environ 5 pour cent de la clientèle d'avant l'ouragan Ivan était encore sans électricité au 31 octobre 2005 et environ 107 MW de capacité de production avait été rétablie ou louée. L'entreprise prévoit que ses ventes d'électricité atteindront d'ici la fin d'avril 2006 la valeur qu'elles avaient avant l'ouragan Ivan et s'attend à recouvrer d'ici l'été 2006 une capacité totale de production d'environ 120 MW, comparativement à 123 MW avant l'ouragan Ivan.

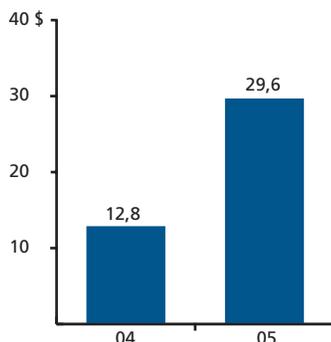
La quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities comptabilisée a dépassé de 10,6 millions de dollars celle qui avait été constatée en 2004. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence de l'ouragan Ivan sur la quote-part du bénéfice de 2004, qui était amputée de la partie non assurée, avoisinant 8,2 millions de dollars, des coûts pour l'entreprise résultant de l'ouragan. Cette hausse est également attribuable à l'ajustement positif de 1,1 million de dollars lié à une modification des méthodes comptables qu'utilise Caribbean Utilities pour la constatation des produits non encore facturés. Alors que Caribbean Utilities a comptabilisé un redressement rétroactif positif de 2,5 millions \$US (3,0 millions \$CA) de ses bénéfices non répartis au 30 avril 2004, Fortis a constaté en 2005 1,1 million de dollars de sa quote-part du bénéfice. Le reste de l'augmentation de la quote-part du bénéfice était attribuable au recouvrement en 2005 du coût du carburant de 2004 qui a été passé en charges à la suite de l'ouragan Ivan, à une plus faible estimation des pertes liées à l'ouragan, qu'a comptabilisées Caribbean Utilities au cours de son quatrième trimestre terminé le 30 avril 2005, à la poursuite de la reprise économique après l'ouragan, à l'effet positif de la continuation des règlements d'assurance contre les pertes d'exploitation (« ACPE ») et à l'incidence de la SRC depuis le 1^{er} août 2005. Cette augmentation a été partiellement compensée par la dépréciation du dollar US par rapport au dollar canadien, comparativement à l'exercice précédent.

En 2005, la méthodologie de calcul des demandes de règlement en vertu de l'ACPE a été convenue avec les experts en sinistres, ce qui simplifie le calcul mensuel des demandes de règlement en vertu de l'ACPE par Caribbean Utilities à la suite de l'ouragan Ivan. Le calcul des demandes de règlement en vertu de l'ACPE comprend un facteur de croissance des produits de 5,625 pour cent et la demande de règlement en vertu de l'ACPE est calculée selon une marge sur coûts directs. Depuis la fin de la période de franchise, qui se terminait le 25 octobre 2004, jusqu'à la fin d'octobre 2005, l'entreprise a comptabilisé des demandes de règlement en vertu de l'ACPE de 12,4 millions \$US. Le recouvrement possible en vertu d'une police d'ACPE est discrétionnaire et sujet à négociation entre l'assuré et l'assureur. En raison de la subjectivité du recouvrement final et de la longueur du processus de règlement, le recouvrement est sujet à plusieurs incertitudes. Les assureurs ont versé jusqu'ici à l'entreprise 22,0 millions \$US relativement à ses dommages matériels et à ses demandes de règlement en vertu de l'ACPE.

Le 1^{er} août 2005, la SRC a été adoptée, entraînant une augmentation de 1,1 million \$US du bénéfice de Caribbean Utilities pour le trimestre terminé le 31 octobre 2005. Environ 12,3 millions \$US de pertes directes non assurées liées à l'ouragan restent à percevoir par Caribbean Utilities auprès de ses abonnés par l'entremise de la SRC.

Perspectives : Le gouvernement prévoit que la croissance économique des Îles Caïmans dépassera les 5,0 pour cent pour l'exercice terminé le 30 juin 2006. Ce taux de croissance élevé au cours de l'exercice reflète l'incidence économique soutenue des efforts de restauration et l'influence de l'étranger. On s'attend à ce que l'économie revienne à un taux de croissance plus habituel au fur et à mesure que les travaux de reconstruction seront achevés. Bien que l'afflux de visiteurs aux Îles Caïmans ait baissé de 7,4 pour cent au cours des neuf premiers mois de 2005, par rapport à la même période l'exercice précédent, cela est directement lié au manque temporaire d'hébergement touristique. Ce déclin devrait se stabiliser lorsque la capacité d'accueil touristique sera entièrement restaurée.

Bénéfice de la filiale non réglementée Fortis Generation (en millions de dollars)



Filiales non réglementées – Fortis Generation

Fortis Generation se compose des placements de la société dans des actifs non réglementés de production d'électricité. Le tableau suivant donne un aperçu des actifs non réglementés de production que possède la société, selon leur emplacement.

	Centrales	Puissance (MW)	Ventes d'électricité en 2005 (GWh)	Ventes d'électricité en 2004 (GWh)
Région centrale de Terre-Neuve	2	36	159	152
Ontario	8	88	708	721
Colombie-Britannique	1	16	39	23
Belize	2	32	68	63
Nord de l'État de New York	4	23	75	69
Total	17	195	1 049	1 028

Bénéfice : Le bénéfice provenant des activités non réglementées de production s'élevait à 29,6 millions de dollars, en hausse de 16,8 millions de dollars par rapport à 12,8 millions de dollars l'exercice précédent. L'augmentation du bénéfice est principalement attribuable à la hausse du prix de gros de l'électricité en Ontario et à un gain après impôt de 7,9 millions de dollars provenant du règlement de questions contractuelles entre FortisOntario et OPGI.

Ventes d'électricité : Les ventes d'électricité s'élevaient à 1 049 GWh, contre 1 028 GWh l'exercice précédent. Cette augmentation de 21 GWh des ventes d'électricité est principalement attribuable à un exercice complet d'exploitation de la centrale hydroélectrique de 16 MW au fil de l'eau de Walden, comparativement à sept mois en 2004. La centrale de Walden a été acquise le 31 mai en 2004 par l'entreprise, en même temps que FortisBC. Cette hausse est également attribuable à une production plus élevée des centrales du centre de Terre-Neuve, du Nord de l'État de New-York et de Belize, en partie compensée par une baisse de la production en Ontario. La production annuelle d'électricité a été principalement touchée par les précipitations.

Le barrage de Chalillo au Belize a été mis en eau en juillet 2005 et la centrale hydroélectrique de 7 MW au barrage a commencé à produire de l'électricité en septembre 2005. Cette centrale devrait doubler la production annuelle moyenne d'hydroélectricité de notre filiale de Belize.

Produits : Les produits tirés de la production d'électricité s'élevaient à 84,0 millions de dollars, contre 69,2 millions de dollars l'exercice précédent. L'augmentation de 14,8 millions de dollars des produits est attribuable à la hausse du prix de gros de l'électricité en Ontario. Le prix de gros annuel moyen de l'électricité était de 68,49 \$ le mégawattheure (« MWh ») en Ontario, comparativement à 49,95 \$ l'exercice précédent. Cette augmentation des produits est également attribuable à la hausse du prix de gros de l'électricité dans le Nord de l'État de New-York et à un accroissement global de la production.

Charges : Les charges d'exploitation s'élevaient à 17,8 millions de dollars, contre 16,1 millions de dollars l'exercice précédent. L'augmentation nette de 1,7 million de dollars des charges d'exploitation résulte principalement d'une réduction de 1,7 million de dollars (1,1 million de dollars après impôt) de la valeur des actifs de la centrale de Rankine, du coût de 0,5 million de dollars d'un programme de retraite anticipée à FortisOntario et de l'incidence d'un exercice complet d'exploitation à la centrale de Walden, partiellement compensés par une baisse de 1,4 million de dollars de la répartition du coût des services partagés aux installations non réglementées de production d'électricité en Ontario, découlant d'une récente étude interne sur la répartition des coûts. La valeur des actifs de Rankine a été réduite à la suite de la mise en œuvre du contrat d'échange de Niagara (« CÉN »). En vertu du CÉN, FortisOntario cède de manière irrévocable à OPGI ses droits de captation d'eau dans la rivière Niagara et OPGI approvisionnera FortisOntario en électricité jusqu'au 30 avril 2009, à hauteur de 75 MW, en échange de la promesse par FortisOntario de ne plus chercher à renouveler ses droits de captation.

Les charges financières étaient de 14,0 millions de dollars, comparativement à 15,4 millions de dollars l'exercice précédent. La baisse de 1,4 million de dollars des charges financières résulte principalement du remboursement, au deuxième trimestre de 2005, d'un emprunt à terme de 22,5 millions de dollars lié aux activités ontariennes.

Perspectives : Fortis prévoit rechercher en 2006 à faire l'acquisition de centrales hydroélectriques non réglementées, en plus de poursuivre le développement et la mise en valeur de ses centrales actuelles.

Filiales non réglementées – Fortis Properties

Fortis Properties regroupe les placements que fait la société dans les secteurs non réglementés de l'immobilier et de l'hôtellerie.

Bénéfice : Le bénéfice s'élevait à 14,1 millions de dollars, contre 11,8 millions de dollars l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à la hausse du bénéfice d'exploitation, incluant l'apport de trois hôtels acquis en février 2005 en Alberta et au Manitoba et de l'agrandissement de l'hôtel Delta St. John's, partiellement compensée par une augmentation de l'amortissement et des charges financières. L'agrandissement de 15 millions de dollars de l'hôtel Delta St. John's a été parachevé le 1^{er} juin 2005, un mois avant l'échéance, et il comporte l'ajout de 128 chambres et d'environ 3 000 pieds carrés de salles de réunion.

(en millions de dollars)	Produits		Bénéfice d'exploitation ¹⁾	
	2005	2004	2005	2004
Immobilier	52,9	52,8	26,8	27,3
Hôtellerie	101,5	81,5	27,6	19,8
Total	154,4	134,3	54,4	47,1

¹⁾ Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement.

Division immobilière : Les produits de l'immobilier ont atteint 52,9 millions de dollars, comparables à ceux de l'exercice précédent. Le taux d'occupation de la division immobilière était de 95,9 pour cent au 31 décembre 2005, en hausse par rapport à 95,0 pour cent au 31 décembre 2004. Au 31 décembre 2005, le taux d'occupation du secteur de l'immobilier atteignait au pays environ 90,8 pour cent. L'échelonnement des baux occasionnera un taux de renouvellement d'environ 9 pour cent par année en moyenne pour les cinq prochains exercices.

Les charges d'exploitation s'élevaient à 26,1 millions de dollars, contre 25,5 millions de dollars l'exercice précédent. Une hausse du coût de l'électricité et des impôts fonciers est principalement responsable de l'augmentation des charges d'exploitation.

L'entreprise a amorcé en 2005 l'agrandissement du Centre de la Croix Bleue de Moncton, évalué à 7,2 millions de dollars, qui devrait être parachevé avant le milieu de 2006. Environ la moitié des locaux de cet agrandissement sont loués par anticipation. Cet agrandissement a nécessité en 2005 des immobilisations d'environ 2,1 millions de dollars.

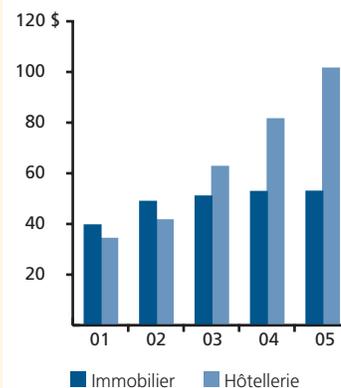
Division hôtelière : Les produits de l'hôtellerie ont atteint 101,5 millions de dollars, contre 81,5 millions de dollars l'exercice précédent. Cette augmentation résulte principalement de l'acquisition de trois hôtels au Manitoba et en Alberta en février 2005 et de l'exploitation de l'hôtel Delta St. John's agrandi. Les produits par chambre disponible (« PCD ») atteignaient 70,95 \$ en 2005, contre 70,72 \$ l'exercice précédent. La légère augmentation des PCD est principalement attribuable à une légère hausse du prix moyen de location des chambres combinée à un taux d'occupation semblable à celui de l'exercice précédent.

Les charges d'exploitation étaient de 73,9 millions de dollars en 2005, contre 61,7 millions de dollars l'exercice précédent. Cette augmentation résulte principalement de l'acquisition des trois hôtels en février 2005 et de l'agrandissement de l'hôtel Delta St. John's.

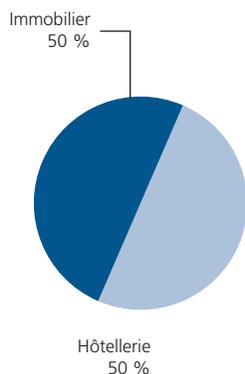
Fortis Properties a entrepris en 2005 un agrandissement de 64 chambres à l'hôtel Holiday Inn de Sarnia, au coût estimatif de 7,7 millions de dollars, et un agrandissement de 11 000 pieds carrés, principalement destiné à l'ajout de salles de réception et de réunion, à l'hôtel Holiday Inn de Kitchener-Waterloo, au coût estimatif de 2,5 millions de dollars. Les dépenses en immobilisations liées à ces agrandissements, qui devraient se terminer avant le milieu de 2006, s'élevaient à 4,6 millions de dollars en 2005.

Autres charges : L'amortissement et les charges financières ont augmenté respectivement de 1,5 million de dollars et de 1,9 million de dollars, par rapport à l'exercice précédent, principalement en raison de l'acquisition des trois hôtels en février et de l'agrandissement de l'hôtel Delta St. John's. L'augmentation des charges financières a été partiellement compensée par l'incidence du plus faible solde de la dette à terme.

Produits de Fortis Properties
(en millions de dollars)



Composition de l'actif de Fortis Properties en 2005



Perspectives : L'effet des produits et du bénéfice tirés de l'exploitation des trois hôtels Greenwood Inn du Manitoba et d'Alberta et des hôtels agrandis Delta St. John's, Holiday Inn de Sarnia et Holiday Inn de Kitchener-Waterloo, ainsi que du Centre de la Croix Bleue de Moncton, constituera la principale source de croissance en 2006. La croissance sera légèrement atténuée en raison de la pression à la hausse exercée sur les charges d'exploitation.

La division immobilière exploite des actifs répartis dans de vastes marchés régionaux de trois provinces canadiennes de l'Atlantique, ce qui représente une forte diversité économique. Ces immeubles sont occupés par une gamme diversifiée de locataires caractérisés par des baux à long terme dont l'échelonnement a pour effet de diminuer le risque lié au taux de vacance. Cette division met l'accent sur une stratégie des renouvellement anticipé des baux.

La division hôtelière exploite présentement des actifs dans six provinces canadiennes. Possédant des actifs dans six provinces canadiennes, cette division exploite les secteurs moyen et moyen supérieur du marché, qui intéressent une vaste clientèle, ce qui permet à la société de diminuer le risque lié à l'exploitation d'un secteur restreint du marché.

Secteur général

Le secteur général permet de constater certaines charges et certains produits qui ne sont pas spécifiquement liés à l'un ou l'autre des secteurs d'exploitation. Le secteur général comprend les charges financières liées aux emprunts souscrits directement par Fortis, y compris les gains ou pertes de change, les dividendes sur actions privilégiées, les autres charges, déduction faite des recouvrements auprès des filiales, les produits divers et les impôts sur le bénéfice de la société.

Les charges nettes du secteur général s'élevaient à 30,8 millions de dollars, soit 9,3 millions de dollars de plus que l'exercice précédent. Cette augmentation résulte principalement d'une augmentation des charges financières, y compris l'amortissement du coût reporté du financement d'acquisition, la hausse des dividendes sur actions privilégiées et des charges d'exploitation plus élevées. L'augmentation des charges financières était principalement liée à l'acquisition des filiales de services publics dans l'Ouest du Canada, partiellement compensée par de moindres intérêts débiteurs à court terme. Fortis a émis le 28 octobre 2004, sous la forme d'un placement privé d'investisseurs institutionnels des États-Unis des billets de premier rang non garantis de 10 ans à 5,74 pour cent échéant le 31 octobre 2014, d'une valeur totale de 150 millions de dollars US. Le produit a servi à solder certaines facilités à court terme d'acquisition de la société. Les dividendes sur actions privilégiées ont augmenté en raison d'un exercice complet de dividendes payés sur les actions privilégiées de premier rang de catégorie E à 4,9 pour cent. Fortis a émis le 29 janvier 2004 des unités privilégiées de premier rang à 4,9 pour cent qui ont été converties au dernier semestre de 2004 en actions privilégiées de premier rang de série E à 4,9 pour cent. Les charges d'exploitation ont été plus élevées que celles de l'exercice précédent en raison de charges de 1,2 million de dollars (0,8 million de dollars après impôt) liées à la conclusion de certains coûts de restructuration se rapportant aux installations de l'Ouest du Canada, qui n'avaient pas été inclus dans le prix d'acquisition, de certains coûts non récurrents liés à l'acquisition et de la hausse des honoraires professionnels, partiellement compensés par la diminution du coût du régime de retraite en raison de la modification des hypothèses de 2005.

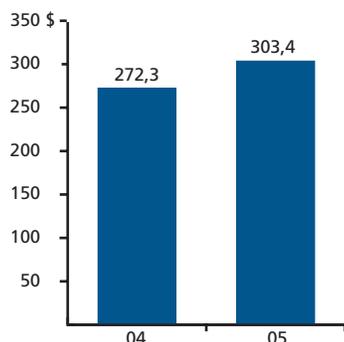
Les charges nettes annuelles du secteur général de la société de 2004 ont également bénéficié d'une incidence positive, car Fortis a enregistré un recouvrement d'impôts sur le bénéfice de 1,8 million de dollars résultant de l'avantage fiscal associé aux pertes autres qu'en capital.

Position financière consolidée

Le tableau suivant décrit les modifications importantes apportées au bilan consolidé entre le 31 décembre 2005 et le 31 décembre 2004.

(en millions de dollars)	Hausse (Baisse)	Explication
Débiteurs	13,6	L'augmentation résulte principalement du calendrier des remboursements à la clientèle de FortisAlberta en 2004 et de l'accroissement du solde des comptes clients de FortisAlberta en 2005, en raison de la hausse des tarifs de distribution d'électricité et des montants plus élevés à recevoir de la clientèle relativement à l'apport à l'appui de la construction.
Actifs réglementés (court et long termes)	24,3	Cette hausse est principalement attribuable aux reports plus élevés du coût de transport de FortisAlberta, à l'augmentation des soldes du CST de Belize Electricity et à l'accroissement des autres coûts reportés du régime d'avantages postérieurs à l'emploi de Newfoundland Power, partiellement compensés par la réduction des soldes du MACE de Maritime Electric.
Actifs d'impôts futurs (à long terme)	45,2	Cette augmentation résulte principalement de la comptabilisation des impôts futurs en raison de la modification apportée en 2005 au mode de calcul de l'impôt sur le bénéfice de FortisAlberta.
Immobilisations des services publics	234,4	Cette hausse résulte des 424,8 millions de dollars investis dans les réseaux électriques, moins l'apport à l'appui de la construction et l'amortissement.
Biens immobiliers productifs de revenu	73,5	Fortis Properties a fait l'acquisition le 1 ^{er} février 2005, pour environ 63 millions de dollars, de trois hôtels situés en Alberta et au Manitoba. Le reste de l'augmentation est principalement attribuable à l'agrandissement des hôtels Delta St. John's et Holiday Inn de Sarnia, et du Centre de la Croix Bleue de Moncton, compensés en partie par l'amortissement.
Écart d'acquisition	(1,9)	L'écart d'acquisition a été réduit de 2,6 millions de dollars lors de la constatation d'un actif d'impôts futurs en raison d'un redressement favorable de Cornwall Electric par l'ARC. Une autre baisse de 0,5 million de dollars résulte de la comptabilisation de certains coûts de restructuration liés à l'acquisition de FortisAlberta et de FortisBC. Cette réduction a été partiellement compensée par l'écart d'acquisition de 1,2 million de dollars créé lors de l'acquisition de PLP le 31 mai 2005.
Emprunts à court terme	(133,0)	Cette baisse résulte principalement du remboursement des emprunts à court terme de la société, au moyen du produit partiel de l'émission de mars 2005 de 130 millions de dollars d'actions ordinaires, et du remboursement des facilités à court terme de Newfoundland Power, Fortis Properties et FortisBC, partiellement compensés par les emprunts à court terme plus élevés de Maritime Electric, visant principalement à financer son programme de dépenses en immobilisations des services publics.
Impôts sur le bénéfice à payer	20,4	Cette augmentation est principalement attribuable à la fréquence des versements d'impôt sur le bénéfice de FortisAlberta et à la hausse de l'impôt sur le bénéfice à payer de Maritime Electric.
Crédits reportés	9,4	Cette hausse résulte principalement des autres obligations plus élevées à payer en vertu du régime d'avantages postérieurs à l'emploi de Newfoundland Power et de FortisBC.
Passifs réglementés (à long terme)	51,9	Cette augmentation est principalement attribuable à un passif réglementé lié à l'augmentation de l'actif de l'impôt futur sur le bénéfice de FortisAlberta.
Dettes à long terme et obligation locative (y compris la partie à court terme)	215,3	Fortis Properties a conclu en mars 2005 un financement de 29,6 millions de dollars de cinq ans à 5,1 pour cent pour les hôtels Greenwood Inns d'Edmonton et de Calgary acquis en février 2005. Fortis Properties a réalisé en avril 2005 un financement de 12,3 millions de dollars de cinq ans à 5,35 pour cent pour l'hôtel Winnipeg Greenwood Inn, également acquis en février 2005. FortisBC, FortisAlberta et le secteur général ont tiré respectivement 70,0 millions de dollars, 56,8 millions de dollars et 18,0 millions de dollars, en vertu de facilités de crédit à terme. Les emprunts de FortisBC et de FortisAlberta étaient principalement liés au financement provisoire de leur programme respectif d'immobilisations. Les emprunts du secteur général ont principalement servi à financer les injections de capitaux propres dans certaines filiales. Ces facilités de crédit à terme, d'une durée de 3 ans, arrivent à échéance en mai 2008. FortisBC a remboursé ces emprunts au moyen d'une partie du produit de l'émission de 100 millions de dollars de débentures de premier rang non garanties à 5,6 pour cent, échéant le 9 novembre 2035. Le solde du produit de l'émission des débentures de FortisBC a servi aux fins du fonds de roulement. De même, les emprunts en vertu des facilités de crédit à terme d'une durée de trois ans de FortisAlberta et du secteur général seront vraisemblablement remplacés prochainement par un financement permanent à long terme. Newfoundland Power a conclu en août 2005 un placement privé d'obligations de 60 millions de dollars. Le produit net de ce placement privé a été imputé au remboursement de la dette à court terme et aux fins générales de la société. Une dette de 4,0 millions de dollars a été prise en charge le 31 mai 2005 lors de l'acquisition de PLP. Cette dette à long terme a été refinancée en septembre 2005 au moyen de facilités de crédit renouvelables. Ces augmentations ont été partiellement compensées par la conversion de la dette libellée en dollars US à un taux de change moins élevé au 31 décembre 2005, comparativement au 31 décembre 2004 et par les versements réguliers en remboursement de la dette au cours de l'exercice. De plus, au deuxième trimestre, FortisOntario a remboursé son prêt à terme de 22,5 millions de dollars venant à échéance en 2007.
Capitaux propres	213,3	Cette hausse résulte principalement de l'émission en mars 2005 de 6,96 millions d'actions ordinaires de la société (ajustées pour le fractionnement d'actions), pour un produit brut d'environ 130 millions de dollars, et du produit tiré des actions émises en vertu des programmes d'achat d'actions, de réinvestissement des dividendes et d'option d'achat d'actions de la société. Le solde de cette hausse était principalement attribuable au bénéfice net déclaré pour l'exercice, moins les dividendes sur actions ordinaires.

Flux de trésorerie tirés de l'exploitation (en millions de dollars)



Flux de trésorerie

Le tableau suivant résume les flux de trésorerie.

(en millions de dollars)

	2005	2004
Espèces et quasi-espèces au début de l'exercice	37,2	65,1
Flux de trésorerie tirés des (utilisés pour les)		
Activités d'exploitation	303,4	272,3
Activités d'investissement	(466,9)	(1 026,3)
Activités de financement	159,9	726,5
Effet du taux de change sur le solde de l'encaisse	(0,2)	(0,4)
Espèces et quasi-espèces à la fin de l'exercice	33,4	37,2

Activités d'exploitation : Les flux de trésorerie tirés de l'exploitation, après les ajustements du fonds de roulement, ont atteint 303,4 millions de dollars, en hausse de 31,1 millions de dollars par rapport à 272,3 millions de dollars l'exercice précédent. Cette augmentation résulte d'un exercice complet de contributions aux résultats de FortisAlberta et de FortisBC, comparativement à 7 mois en 2004, et d'un apport plus élevé du bénéfice de la production non réglementée en 2005, y compris le gain tiré du règlement de questions contractuelles entre FortisOntario et OPGI. Cette hausse a été compensée en partie par la modification du fonds de roulement, principalement celui de FortisAlberta et de FortisBC. Une augmentation des actifs réglementés des filiales de l'Ouest du Canada en 2005 a été partiellement compensée par l'impôt sur le bénéfice plus élevé de FortisAlberta. En outre, le fonds de roulement a bénéficié en 2004 de l'effet du retour des fonds en dépôt de FortisAlberta.

Activités d'investissement : Les flux de trésorerie utilisés pour les activités d'investissement s'élevaient à 466,9 millions de dollars en 2005, en baisse contre 559,4 millions de dollars l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable à l'affectation réduite des flux de trésorerie aux acquisitions commerciales, compensée en partie par l'augmentation des dépenses des services publics et des immobilisations productives de revenu.

Les dépenses en immobilisations des services publics étaient de 424,8 millions de dollars, comparativement à 262,5 millions de dollars l'exercice précédent. Cette hausse résulte principalement des dépenses en immobilisations de FortisAlberta et FortisBC. De plus, Maritime Electric a poursuivi en 2005 la construction, au coût de 35 millions de dollars, d'une centrale de 50 MW dans l'Île-du-Prince-Édouard. La construction du projet de Chalillo, au Belize, a été parachevée au deuxième semestre de 2005.

Les dépenses en immobilisations relatives aux biens immobiliers productifs de revenu s'établissaient à 83,9 millions de dollars, par rapport à 16,1 millions de dollars l'exercice précédent. Cette hausse est principalement attribuable à l'acquisition en février 2005, pour la somme approximative de 63 millions de dollars, de trois hôtels en Alberta et au Manitoba, du parachèvement en juin 2005, pour la somme de 15 millions de dollars, de l'agrandissement de l'hôtel Delta St. John's et la mise en œuvre de celui de l'hôtel Holiday Inn de Sarnia et du Centre de la Croix Bleue de Moncton.

L'apport à l'appui de la construction était de 45,1 millions de dollars, contre 17,1 millions de dollars l'exercice précédent. Cette augmentation résulte surtout des programmes de dépenses en immobilisations de FortisAlberta et de FortisBC.

Les flux de trésorerie utilisés pour les acquisitions commerciales en 2005 se rapportaient à l'achat de PLP le 31 mai 2005, alors que ceux affectés aux acquisitions commerciales en 2004 ont servi à l'achat de FortisAlberta et de FortisBC, et à l'acquisition, auprès de la commission de la sécurité sociale du gouvernement de Belize, de la participation résiduelle de 5 pour cent dans BECOL.

Activités de financement : Les flux de trésorerie tirés des activités de financement en 2005 s'élevaient à 159,9 millions de dollars, contre 726,5 millions de dollars l'exercice précédent. Les flux de trésorerie tirés de ces activités en 2005 résultent principalement des emprunts nets en vertu des facilités de la dette à long terme de Newfoundland Power, FortisAlberta et FortisBC, servant à financer leur programme respectif d'immobilisations, de l'émission, en mars 2005, de 6,96 millions d'actions ordinaires (ajustées pour le fractionnement d'actions) de la société, qui a procuré un produit net après impôt de 126,1 millions de dollars, et des emprunts destinés à financer l'acquisition, en février 2005, de trois hôtels Greenwood Inn, partiellement compensés par le versement des dividendes sur actions ordinaires, le remboursement par FortisOntario de son emprunt à terme de 22,5 millions de dollars, le remboursement régulier de la dette à long terme et le remboursement net de la dette à court terme. En 2005, FortisAlberta et FortisBC ont tiré respectivement 56,8 millions de dollars et 70,0 millions de dollars, en vertu de facilités de crédit à terme de 3 ans, alors que le secteur général en a tiré 18,0 millions de dollars.

Les emprunts en vertu des facilités de crédit à terme de FortisAlberta et de FortisBC étaient principalement liés au financement provisoire des programmes de dépenses en immobilisations. Les emprunts du secteur général ont principalement servi à financer l'injection de capitaux propres dans certaines filiales. Newfoundland Power a conclu en août 2005 un placement privé de 30 ans à 5,441 pour cent pour 60 millions de dollars d'obligations hypothécaires de premier rang de fonds d'amortissement. Le produit net du placement privé a servi à rembourser la dette à court terme ainsi qu'aux fins générales de la société. Une partie du produit net de l'émission d'actions ordinaires de mars 2005 a également servi à rembourser certaines dettes à court terme de la société. FortisBC a émis en novembre 2005 pour 100 millions de dollars de débentures de premier rang non garanties à 5,6 pour cent, échéant à 30 ans, dont 70,0 millions de dollars ont été affectés au remboursement des emprunts contractés en vertu de la facilité de crédit à terme de trois ans. Fortis Properties a conclu en avril 2005 un emprunt de 12,3 millions de dollars à 5,35 pour cent, échéant à cinq ans, en vue de l'acquisition de l'hôtel Winnipeg Greenwood Inn. Cet emprunt s'ajoutait à celui, conclu au premier trimestre, de 29,6 millions de dollars à 5,1 pour cent et échéant à cinq ans, destiné au financement de l'acquisition des hôtels Greenwood Inns d'Edmonton et de Calgary. De plus, 4,0 millions de dollars de la dette ont été pris en charge lors de l'acquisition de PLP le 31 mai 2005. Cette dette à long terme a été refinancée en septembre 2005 au moyen de facilités de crédit renouvelables.

Les flux de trésorerie tirés des activités de financement étaient principalement liés en 2004 au financement associé à l'acquisition de FortisAlberta et de FortisBC. Un produit net d'environ 1 281,4 millions de dollars a été tiré en 2004 de l'émission d'actions privilégiées, d'actions ordinaires et de la dette à long terme, dont 557,4 millions de dollars ont servi à rembourser la dette d'acquisition prise en charge. Le reste des activités de financement se rapportait principalement aux emprunts à court terme, au remboursement régulier de la dette à long terme et au versement des dividendes sur actions ordinaires.

Obligations contractuelles : Le tableau suivant résume, au 31 décembre 2005, les obligations contractuelles consolidées des cinq prochains exercices et des périodes ultérieures.

<i>(en millions de dollars)</i>	Total	< 1 an	1 à 3 ans	4 à 5 ans	> 5 ans
Dettes à long terme	2 126,4	29,9	164,2	226,6	1 705,7
Poste de transformation Brilliant (« PTB ») ¹⁾	68,1	2,5	4,9	4,9	55,8
Obligations d'achat d'électricité					
FortisBC ²⁾	2 917,1	37,7	72,2	74,0	2 733,2
FortisOntario ³⁾	344,3	21,3	64,5	46,7	211,8
Maritime Electric ⁴⁾	4,0	4,0	–	–	–
Coût en capital ⁵⁾	454,5	20,0	47,9	39,1	347,5
Ententes sur les services partagés et les actifs à utilisation commune ⁶⁾	63,8	3,7	11,2	6,5	42,4
Obligations des baux d'exploitation ⁷⁾	21,0	4,4	10,6	5,4	0,6
Bail des bureaux de FortisBC ⁸⁾	22,3	0,9	1,9	2,7	16,8
Autres	5,7	1,5	2,9	0,1	1,2
Total	6 027,2	125,9	380,3	406,0	5 115,0

¹⁾ Le 15 juillet 2003, FortisBC a commencé à exploiter le PTB en vertu d'une entente dont la durée expire en 2056 (à moins que l'entreprise ne résilie l'entente en exerçant son droit, en tout temps après la date anniversaire de l'entente en 2029, de donner un préavis de résiliation de 36 mois). Cette entente prévoit que FortisBC paiera une charge liée au recouvrement du coût en capital du PTB et des charges d'exploitation s'y rapportant.

²⁾ Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC comprennent le contrat d'achat d'électricité de Brilliant Power, ainsi que des contrats fermes d'achat d'électricité. Le 3 mai 1996, la BCUC a autorisé un contrat d'achat d'électricité de 60 ans visant la production de la centrale hydroélectrique de Brilliant, située près de Castlegar, en C.-B. La centrale de Brilliant appartient à Brilliant Power Corporation (« BPC »), société appartenant en parts égales à Columbia Power Corporation et au Columbia Basin Trust. FortisBC exploite et entretient la centrale de Brilliant pour le compte de BPC moyennant des honoraires de gestion. Le contrat exige des paiements mensuels fixes selon un contrat de prise ferme pour des quantités prédéterminées d'électricité fondées sur l'hydraulicité de la rivière. Le contrat prévoit également un ajustement au prix du marché après 30 des 60 années de la durée du contrat. FortisBC comptabilise le contrat comme bail d'exploitation tel que l'exige la BCUC. En outre, FortisBC détient jusqu'en 2013 un contrat ferme d'achat d'électricité à long terme à versement minimal auprès de BC Hydro. Ce contrat comprend une disposition de prise ferme en fonction d'un roulement de cinq ans pour l'identification de ses besoins d'électricité.

- ³⁾ Les obligations d'achat d'électricité de FortisOntario comprennent principalement un contrat de prise ferme à long terme entre Cornwall Electric et Marketing d'énergie Hydro-Québec Inc. pour la fourniture d'électricité et de capacité. Le contrat prévoit l'achat annuel d'environ 237 GWh d'électricité et autorise une demande de pointe pouvant atteindre 45 MW en tout temps. Le contrat, qui expirera le 31 décembre 2019, assure approximativement un tiers de l'approvisionnement de Cornwall Electric. Cornwall Electric détient également un contrat d'un an en vigueur auprès de Marketing d'énergie Hydro-Québec Inc. qui expirera le 30 juin 2006. Ce contrat de prise ferme procure de l'électricité selon les besoins, mais facture 0,14 million de dollars par mois pour une puissance de 100 MW.
- ⁴⁾ Maritime Electric détient un contrat de prise ferme pour l'achat d'électricité ou de capacité. Ce contrat s'élève à environ 4,0 millions de dollars et vient à échéance en octobre 2006.
- ⁵⁾ Maritime Electric a droit à environ 6,7 pour cent de la production de la centrale électrique Dalhousie et à environ 4,7 pour cent de celle de la centrale nucléaire de Pointe Lepreau, appartenant toutes deux à Énergie NB, pour la durée de vie de chacune d'entre elles. En contrepartie de sa participation, Maritime Electric doit payer sa part du coût en capital de ces centrales.
- ⁶⁾ FortisAlberta et une entreprise albertaine de transport d'électricité ont conclu une entente aux fins de relier au réseau de transport de cette entreprise le réseau de distribution de FortisAlberta. Les modalités d'expiration de cette entente prévoient qu'elle demeurera en vigueur jusqu'à ce que l'entreprise ne soit plus reliée à ce réseau de transport. En raison de la durée illimitée de l'entente, le calcul des paiements futurs après 2010 comprend les paiements jusqu'à la fin d'une période de 20 ans. Toutefois, les paiements en vertu de l'entente peuvent continuer indéfiniment. FortisAlberta et l'entreprise albertaine de transport d'électricité ont également conclu un certain nombre de contrats de service afin d'assurer, en la coordonnant, l'efficacité de l'exploitation. Les contrats ont des modalités d'expiration minimales de 5 ans à compter du 1^{er} septembre 2005 et sont sujets à reconduction de gré à gré.
- ⁷⁾ Les obligations du bail d'exploitation portent sur la location de certains bureaux, de véhicules et de matériel en plus de celle des actifs de distribution de l'électricité de Port Colborne Hydro Inc.
- ⁸⁾ En vertu d'un contrat de cession-bail daté du 29 septembre 1993, FortisBC a loué pour 30 ans l'immeuble de bureaux qu'elle occupe à Trail, en C.-B. Les termes de ce contrat octroient à FortisBC une option de rachat à la 20^e et à la 28^e années du bail. Le 1^{er} décembre 2004, FortisBC a également signé un bail de cinq ans pour son siège social de Kelowna. Les termes de ce bail permettent sa résiliation sans indemnité après trois ans.

Ressources en capital

Les services publics réglementés d'électricité, qui constituent l'activité principale de la société, exigent que Fortis ait un accès constant au capital pour lui permettre de construire et d'entretenir les installations électriques des territoires qu'elle dessert. Afin de conserver cet accès au capital, la société vise une structure à long terme du capital comportant au moins 40 pour cent de capitaux propres et 60 pour cent d'emprunts, ainsi qu'une cote de solvabilité propre à attirer les investisseurs. Fortis souhaite que ses capitaux propres comportent au moins 75 pour cent d'actions ordinaires. La structure du capital de la société est la suivante :

	31 décembre 2005		31 décembre 2004	
	(en millions de dollars)	(pour cent)	(en millions de dollars)	(pour cent)
Total de la dette et de l'obligation locative (net de l'encaisse)	2 182,5	58,7	2 096,4	61,4
Actions privilégiées	319,5	8,6	319,5	9,4
Capitaux propres	1 213,4	32,7	1 000,1	29,2
Total	3 715,4	100,0	3 416,0	100,0

L'amélioration de la structure du capital de la société résulte principalement de l'émission en mars 2005 de 6,96 millions actions ordinaires de la société (ajustées pour le fractionnement d'actions), pour un produit net après impôt de 126,1 millions de dollars. Le produit net a servi à rembourser certaines dettes à court terme impayées et aux fins générales de la société, y compris les dépenses en immobilisations. La société a également constaté en 2005 un bénéfice net de 74,7 millions de dollars, moins les dividendes d'actions ordinaires, comparativement à 42,0 millions de dollars en 2004. La croissance du bénéfice, en 2005, a permis à la société d'augmenter à 62,4 millions de dollars ses dividendes sur actions ordinaires, soit 59 cents par action ordinaire, contre 48,8 millions de dollars, soit 54 cents par action ordinaire, en 2004. Fortis a augmenté ses versements annuels de dividendes aux actionnaires ordinaires pour la 32^e année consécutive. Le ratio dividendes/bénéfice était de 43,7 pour cent, contre 50,3 pour cent en 2004.

Au 31 décembre 2005, les cotes de solvabilité de la société s'établissaient comme suit :

Standard & Poor's (« S&P »)	BBB(+)
Dominion Bond Rating Service (« DBRS »)	BBB(élevée)

S&P attribuait de nouveau en décembre 2005 une cote de solvabilité BBB(+) à la société et elle révisait sa perspective de négative à stable. La perspective a été révisée en raison de la stabilité accrue des profils de risques commercial et financier de Fortis et des préoccupations moindres au sujet des risques d'exploitation et de financement relatifs à l'important programme de dépenses en immobilisations de la société. DBRS attribuait de nouveau en février 2006 une cote de solvabilité BBB(élevée) aux obligations de la société. Fortis continuera de faire part à S&P et DBRS de l'exécution de son programme de dépenses en immobilisations.

Programme d'immobilisations de 2006 : Les services publics d'électricité réglementés, qui constituent la principale activité de la société, se caractérisent par de grands besoins de capitaux. Les dépenses brutes en immobilisations consolidées de Fortis devraient atteindre en 2006 près de 450 millions de dollars, dont environ 420 millions de dollars seront investis dans les services publics d'électricité réglementés. Environ 76 pour cent des 420 millions de dollars investis dans les services publics d'électricité réglementés le seront chez FortisAlberta et FortisBC. Le total des immobilisations des services publics de la société devrait augmenter annuellement en moyenne d'environ 6 pour cent au cours des cinq prochains exercices. L'important programme d'immobilisations de FortisAlberta et de FortisBC sera le principal moteur de la croissance prévue. Les fonds nécessaires pour mener à bien le programme d'immobilisations devraient provenir d'une combinaison d'emprunts à court et à long termes, des flux de trésorerie internes et de l'émission d'actions ordinaires en vertu des programmes actuels d'achat d'actions par les consommateurs et le personnel, de réinvestissement des dividendes et d'option d'achat d'actions. Fortis prévoit qu'elle n'aura aucune difficulté à accéder au capital nécessaire.

Flux de trésorerie : La capacité de la société de rencontrer les obligations de la dette et les dividendes sur ses actions ordinaires et privilégiées dépend des résultats financiers de ses filiales d'exploitation et des paiements en espèces qu'elle reçoit de ces filiales. Certaines filiales réglementées pourraient être assujetties à des contraintes pouvant restreindre leur capacité de distribuer des espèces à Fortis.

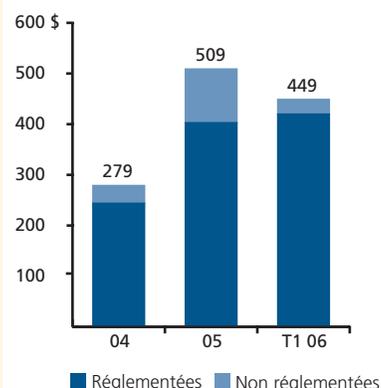
Belize Electricity ne respectait toujours pas au 31 décembre 2005 le ratio du service de la dette de 1,5 fois que lui imposent son emprunt de 10,6 millions \$BZ auprès de la Banque internationale pour la reconstruction et le développement (« BIRD ») et son emprunt de 17,9 millions \$BZ auprès de la Caribbean Development Bank. Une exonération a été obtenue auprès de la BIRD pour décembre 2005. Des pourparlers se poursuivent avec la Caribbean Development Bank afin de remédier à ces clauses restrictives ou de les modifier. Fortis ne prévoit aucune modification du calendrier de remboursement régulier de la dette relatif à ces emprunts.

La société et ses filiales possédaient des marges de crédit consolidées autorisées de 747,1 millions de dollars, dont 538,8 millions de dollars demeuraient inutilisés au 31 décembre 2005. Les facilités de crédit de la société, par secteur de présentation de l'information financière, étaient les suivantes au 31 décembre :

(en millions de dollars)	Général	Services publics réglementés	Fortis Generation	Fortis Properties	Total 2005	Total 2004
Total des facilités	210,0	518,8	5,8	12,5	747,1	543,2
Facilités utilisées						
Emprunts à court terme	(2,8)	(53,9)	(2,8)	(0,4)	(59,9)	(192,9)
Dette à long terme	(18,0)	(56,8)	–	–	(74,8)	–
Lettres de crédit impayées	(4,6)	(66,8)	–	(2,2)	(73,6)	(91,0)
Facilités disponibles	184,6	341,3	3,0	9,9	538,8	259,3

Au 31 décembre 2005, certains emprunts en vertu des facilités de crédit de la société ont été classés comme dette à long terme. Ces emprunts sont en vertu des facilités de crédit à long terme et la direction se propose de les refinancer prochainement au moyen d'un financement permanent à long terme.

Total des dépenses en immobilisations
(en millions de dollars)



Fortis a conclu en janvier 2005 une facilité de crédit non garantie renouvelable/à terme de 50 millions de dollars aux fins générales de la société, y compris les acquisitions. Fortis a renégocié en mai 2005 sa facilité de crédit non garantie renouvelable/à terme de 145 millions de dollars en une facilité de crédit à terme non garantie de 145 millions de dollars, échéant en mai 2008. Cette facilité peut servir aux fins générales de la société, y compris les acquisitions. En décembre 2005, Fortis a renégocié sa facilité de crédit non garantie renouvelable/à terme de 50 millions de dollars en une facilité de crédit à terme non garantie venant à échéance en janvier 2009. Fortis a également conclu en 2005 une facilité à vue de 15 millions de dollars.

Newfoundland Power a annulé en janvier 2005 ses marges de crédit non engagées de 110 millions de dollars et a conclu en consortium une facilité de crédit à terme engagée/renouvelable de 100 millions de dollars et une facilité de crédit à vue non engagée de 20 millions de dollars. L'entreprise a renégocié en janvier 2006 sa facilité de crédit de 100 millions de dollars, pour en porter la durée d'un à trois ans.

Maritime Electric a conclu en janvier 2005 un financement provisoire non garanti et non renouvelable à court terme de 25 millions de dollars, échéant en janvier 2006, en appui de la construction de sa centrale d'une puissance de 50 MW. En janvier 2006, ce financement provisoire à court terme de 25 millions de dollars a été prolongé jusqu'en juin 2007.

FortisAlberta a renégocié en mai 2005 sa facilité de crédit renouvelable/à terme non garantie de 100 millions de dollars en une facilité de crédit à terme non garantie de 150 millions de dollars, échéant en mai 2008.

FortisBC a renégocié en mai 2005 sa facilité de crédit renouvelable/à terme non garantie de 100 millions de dollars en une facilité de crédit à terme non garantie de 100 millions de dollars, échéant en mai 2008. En outre, FortisBC a conclu en mai 2005 une facilité de crédit renouvelable/à terme non garantie de 50 millions de dollars.

PLP a conclu en septembre 2005 des facilités de crédit de 5,4 millions de dollars comprenant une marge de crédit d'exploitation à vue et renouvelable de 0,7 million de dollars et un emprunt à vue non renouvelable de 4,7 millions de dollars remboursable par versements.

Arrangements hors bilan

La divulgation est requise pour tous les arrangements hors bilan tels les transactions, les accords et les ententes contractuelles conclus avec des entités non consolidées, des entités de financement structuré, des structures d'accueil ou des entités à détenteurs de droits variables, qui pourraient raisonnablement avoir un effet important sur les liquidités ou la disponibilité et le besoin de ressources en capital. La société n'avait pas de tels arrangements hors bilan au 31 décembre 2005.

Opérations entre apparentés

Les opérations entre apparentés font partie du cours normal de l'exploitation et elle se mesurent comme montant d'échange, soit le montant de la contrepartie déterminée et convenue par les apparentés. Les importantes opérations entre apparentés étaient principalement liées à la vente d'électricité de BECOL à Belize Electricity et aux charges financières sur des emprunts interentreprises. Les importantes opérations entre apparentés pour les exercices terminés les 31 décembre 2005 et 2004 sont décrites en détail ci-dessous :

<i>(en millions de dollars)</i>	2005	2004
Ventes de BECOL à Belize Electricity	8,2	8,1
Charges financières sur emprunts interentreprises :		
du secteur général à FortisBC	-	2,4
du secteur général à Fortis Properties	3,8	1,9
du secteur général à BECOL	2,2	1,9
de BECOL à Belize Electricity	2,3	2,1

Gestion du risque commercial

Ce qui suit est un sommaire des risques commerciaux importants de la société.

Réglementation : Le principal risque commercial de la société est la réglementation. L'ensemble des actifs réglementés s'élevait à environ 84 pour cent du total des actifs de l'exploitation au 31 décembre 2005 (83 pour cent au 31 décembre 2004). Chacune des filiales de services publics de la société est assujettie à une forme quelconque de réglementation qui pourrait avoir une incidence sur les produits et le bénéfice. La direction de chacune des filiales de services publics en exploitation est chargée de travailler en étroite collaboration avec les organismes de réglementation et les administrations gouvernementales locales afin d'assurer tant le respect des règlements actuels que la prévention de tout problème réglementaire.

Environ 84 pour cent (83 pour cent en 2004) des produits d'exploitation et de la quote-part du bénéfice de la société provenaient en 2005 de l'exploitation de services publics réglementés, alors qu'environ 74 pour cent du bénéfice d'exploitation de la société provenait des opérations réglementées des services publics en 2005 (78 pour cent en 2004). Ces entreprises réglementées – Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, FortisAlberta, FortisBC et Belize Electricity – sont assujetties aux incertitudes habituelles auxquelles sont exposées les entreprises réglementées. Ces incertitudes comprennent l'approbation, par la PUB, l'IRAC, la CÉO, l'AEUB, la BCUC ou la PUC le cas échéant, de grilles tarifaires permettant de récupérer raisonnablement en temps opportun le coût estimatif de prestation des services, y compris un rendement équitable sur le capital réglementé. La capacité de ces services publics de recouvrer les coûts réels de prestation des services et d'obtenir le rendement autorisé sur le capital réglementé dépend de la réalisation des prévisions établies au cours du processus d'établissement de la grille tarifaire. La mise à niveau des installations actuelles et l'ajout de nouvelles installations exigent l'approbation des organismes de réglementation. Il n'est nullement assuré que les projets d'immobilisations que la direction des services publics estime nécessaires seront approuvés ou que de telles approbations ne seront pas accordées sous condition. Le dépassement du coût en capital nécessaire à l'obtention de ces approbations pourrait être irrécupérable.

Les demandes de fixation tarifaire assorties de la détermination d'un taux de rendement peuvent être sujettes soit à un règlement négocié, soit à un processus d'audiences publiques. D'importantes décisions réglementaires sur les tarifs ont été communiquées en 2005 à Maritime Electric, FortisAlberta, FortisBC, Belize Electricity et Caribbean Utilities, ce qui a eu pour effet de diminuer en 2005 le risque lié à la réglementation. En outre, Newfoundland Power a obtenu en janvier 2006 de la PUB l'approbation de son tarif d'électricité final de 2006, qui demeure le même qu'en 2005. Canadian Niagara Power a déposé en septembre 2005 auprès de la CÉO une demande relative aux nouveaux tarifs de distribution d'électricité qui s'appliqueront à partir du 1^{er} mai 2006. Afin d'établir sa grille tarifaire de 2006, FortisBC a déposé le 24 novembre 2005 une DFTG auprès de la BCUC. La demande de FortisBC vise à obtenir l'autorisation d'augmenter de 5,9 pour cent ses tarifs à partir du 1^{er} janvier 2006. Dans le cadre de sa demande tarifaire de 2006, FortisBC a également proposé un nouveau mécanisme d'ÉTR. FortisBC propose que la demande soit traitée par le biais d'un règlement négocié. FortisAlberta a déposé le 12 décembre 2005 une demande intégrale relative à ses tarifs de distribution de 2006/2007 se rapportant aux tarifs d'électricité des abonnés et aux dépenses en immobilisations de 2006 et 2007. De plus, le 31 janvier 2006, Maritime Electric a déposé une ÉTR pour les tarifs d'électricité devant entrer en vigueur le 1^{er} juillet 2006. Il n'est nullement assuré que les grilles tarifaires autorisées permettront à ces entreprises de services publics de récupérer tous les coûts effectivement engagés et d'obtenir les taux de rendement prévus. Le défaut d'obtenir l'autorisation d'utiliser une grille tarifaire acceptable pourrait avoir une incidence négative sur la conduite des affaires de chacune de ces entreprises, sur la mise en chantier ou l'échéancier des projets d'agrandissement prévus, sur l'émission et la vente de titres, sur les cotes de crédit décernées par les agences de notation ou sur toute autre question qui, à son tour, pourrait avoir un effet négatif sur les résultats d'exploitation ou sur la situation financière de la société.

Bien que Fortis considère que le cadre réglementaire de chaque juridiction est juste et équilibré, des incertitudes persistent présentement. Le cadre réglementaire de l'Ontario et de l'Alberta a subi des modifications considérables depuis la déréglementation des nouveaux moyens de production et l'arrivée de la libre concurrence dans la distribution. La réglementation et les lois du marché qui régissent l'approvisionnement et la distribution de l'électricité dans ces juridictions sont relativement nouvelles et sujettes à des modifications considérables qui pourraient avoir une incidence négative sur la capacité de FortisOntario et de FortisAlberta de recouvrer leurs coûts ou d'obtenir un rendement raisonnable de leur capital. Au fur et à mesure que ces entreprises et leurs organismes de réglementation feront progresser le processus réglementaire qui étudie les ÉTR récemment déposées, il est à prévoir que le cadre réglementaire et ses modalités pourront être considérés avec plus de certitude.

Même si toutes les filiales de services publics de la société sont exploitées selon la méthode traditionnelle du coût des services, les organismes qui les réglementent utilisent, à divers degrés, des ÉTR et autres mécanismes de tarification axés sur le rendement, ou d'autres modes de fixation tarifaire, tels des formules automatiques de fixation du rendement, qui pourraient avoir une incidence négative sur la capacité de ces filiales d'obtenir un rendement raisonnable de leur capital.

En général, le rendement autorisé des entreprises nord-américaines réglementées de services publics est exposé aux fluctuations des taux d'intérêt. Le bénéfice de ces entreprises réglementées est également affecté par les fluctuations des taux d'intérêt auxquels font appel les mécanismes de fixation tarifaire. Le rendement peut être affecté soit directement par les mécanismes automatiques d'ajustement, soit indirectement par les décisions réglementaires sur ce qui constitue un rendement approprié sur l'investissement. Des mécanismes automatiques d'ajustement régissent actuellement les tarifs de Newfoundland Power, FortisAlberta et FortisBC.

Intégration et différenciation de FortisAlberta et de FortisBC : Les risques liés à l'intégration et la différenciation de FortisAlberta et de FortisBC ont été réduits en 2005. L'intégration de FortisAlberta et de FortisBC au sein du groupe Fortis s'est poursuivie en 2005. La différenciation de ces deux filiales s'est à toutes fins utiles terminée en 2005, avant l'échéance prévue, et ces deux filiales ont mis sur pied des équipes de direction et des conseils d'administration distincts. FortisBC a également créé un siège social local à Kelowna, en Colombie-Britannique, et elle y a installé la majorité de ses fonctions commerciales qui étaient auparavant exercées par FortisAlberta. La dernière étape consistera toutefois à rapatrier le système informatique, ce qui devrait être terminé vers la fin de 2006 ou au début de 2007.

Instruments dérivés et de couverture : La société gère ses risques financiers conformément à sa politique de gestion du risque. Les instruments dérivés, tels les swaps de taux d'intérêt, servent uniquement à gérer le risque et non à des fins commerciales. La société désigne chacun des instruments dérivés comme instrument de couverture d'éléments spécifiques d'actif ou de passif du bilan et évalue, à la prise d'effet de la couverture et pendant toute sa durée, si les transactions de couverture compensent efficacement la variation des flux de trésorerie des éléments couverts. Les paiements et les recettes des instruments dérivés désignés qui sont efficaces comme instruments de couverture sont comptabilisés parallèlement à l'élément couvert et dans la même catégorie financière. Si le recours à un instrument dérivé prend fin ou si cet instrument cesse d'être efficace avant son échéance comme instrument de couverture, le gain ou la perte à cette date est reporté et comptabilisé au bénéficiaire en même temps que l'élément couvert. Les modifications ultérieures de la valeur de l'instrument dérivé se reflètent dans le bénéfice. Lorsque l'élément couvert désigné est vendu, supprimé ou arrive à échéance avant la cessation de l'instrument dérivé qui lui est jumelé, le gain ou la perte associés à cette date à l'instrument dérivé est constaté dans le bénéfice.

Fortis gère le risque des taux d'intérêt en immobilisant les taux d'intérêt au cours de longues périodes au moyen d'instruments d'emprunt à taux fixe et de contrats de swap de taux d'intérêt. Les contrats de swap de taux d'intérêt de la société, tels qu'ils sont décrits à la note 10 des états financiers consolidés de Fortis Inc. pour 2005, sont comptabilisés comme instruments de couverture sur la dette à long terme. La modification de la valeur marchande des contrats de swap de taux d'intérêt, qui fluctuera éventuellement, n'est pas constatée jusqu'à ce que le paiement des intérêts futurs ait été effectué. Les programmes de couverture des taux d'intérêt de la société ne sont pas habituellement affectés par la modification de la conjoncture boursière, car les swaps de taux d'intérêt sont généralement détenus jusqu'à échéance, conformément à l'objectif visant à immobiliser les écarts de taux d'intérêt sur l'élément couvert. Environ 80 pour cent des instruments d'emprunt à long terme de la société ont une échéance dépassant 5 ans. La vulnérabilité de la société au risque des taux d'intérêt est liée à la dette à court terme et aux autres facilités de crédit à intérêts variables. Le tableau suivant explique la nature de la dette de la société au 31 décembre 2005.

	<i>(en millions de dollars)</i>	<i>(pour cent)</i>
Emprunts à court terme	59,9	2,7
Facilités de crédit à intérêts variables utilisées comme instruments à long terme	74,8	3,4
Autres dettes à long terme et obligations locatives (y compris la partie à court terme)	2 081,3	93,9
Total	2 216,0	100,0

Le bénéfice de la société tiré de ses placements à l'étranger est exposé aux fluctuations du taux de change du dollar US. Cependant, la société a diminué efficacement sa vulnérabilité aux fluctuations du taux de change en libellant ses emprunts en dollars US. En conséquence de la stratégie de couverture de la société, on évalue que l'exposition durant un an à une hausse de 4 cents du taux de change US n'entraînerait qu'une hausse d'un cent du bénéfice de la société par action ordinaire.

Le bénéfice de la société est également affecté par les fluctuations du taux de change associées à la transposition de ses emprunts en dollars US. La dette actuelle de Fortis libellée en dollars US s'élève à 170 millions de dollars. Environ 115 millions de dollars US étaient désignés au 31 décembre 2005 (90 millions de dollars US au 31 décembre 2004) comme instrument de couverture pour les investissements étrangers nets de la société. Les investissements étrangers nets de Fortis excluent ses investissements dans Caribbean Utilities, étant donné que les produits de Caribbean Utilities sont comptabilisés à la valeur de consolidation et ne remplissent pas les conditions d'un investissement étranger net aux fins de comptabilité. En conséquence, les 55 millions de dollars US restants au 31 décembre 2005 (80 millions de dollars US au 31 décembre 2004) n'ont pas été désignés comme instrument de couverture et les fluctuations de la valeur comptable de cette dette, découlant des fluctuations du taux de change, seront constatées comme bénéfice à chaque période de présentation. À la fin de chaque période de présentation, on évalue qu'une hausse de 4 cents du taux de change US entraînerait une baisse de 2 cents du bénéfice de la société par action ordinaire.

Coût de l'électricité : La principale vulnérabilité de la société à la variation du coût de l'électricité est liée à la vente de sa production non réglementée en Ontario. L'électricité est vendue au cours du marché à la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité. On prévoit que, sur une année, une variation de 1 \$ par MWh du prix d'approvisionnement en électricité se répercuterait sous la forme d'une variation d'environ 0,4 million de dollars sur le bénéfice de la société. Les ventes d'électricité produite par les actifs non réglementés de la région centrale de Terre-Neuve, de la Colombie-Britannique, de la région du nord de l'État de New York et du Belize sont régies par des contrats à prix fixe à moyen et long termes.

Conjoncture économique : Comme c'est le cas pour toute entreprise de services publics, l'état général de la conjoncture économique du territoire desservi se répercute sur les ventes d'électricité, qui sont à la merci de facteurs économiques tels la variation du taux de chômage, le revenu personnel disponible, le coût des autres formes d'énergie et les mises en chantier domiciliaires.

Fortis détient également des placements dans l'immobilier commercial et l'hôtellerie. L'hôtellerie, en particulier, est assujettie aux risques d'exploitation provenant des fluctuations et du marasme éventuel du secteur. L'excellente qualité des actifs immobiliers et hôteliers, la notoriété des marques exploitées et l'engagement envers l'amélioration de la productivité réduisent la vulnérabilité aux fluctuations et au marasme éventuel du secteur. Le portefeuille immobilier de Fortis Properties est également avantage par des locataires prestigieux détenant des baux à long terme. La vulnérabilité à l'expiration des baux correspond à un échelonnement annuel moyen d'environ 9 pour cent pour les cinq prochaines années. Avec l'ajout d'hôtels au Manitoba et en Alberta en février 2005, environ 51 pour cent du bénéfice d'exploitation de Fortis Properties provenaient en 2005 de sa division hôtelière. La direction est d'avis qu'en raison de la nature même des affaires de la société, elle n'est pas exposée à une diminution importante de ses produits. Une baisse des produits de 5 pour cent de la division hôtelière diminuerait d'environ 1,1 million de dollars le bénéfice.

Perte du territoire desservi : FortisAlberta approvisionne directement en électricité une nombreuse clientèle qui réside dans diverses municipalités situées dans les territoires qu'elle dessert. De temps à autre, certaines autorités municipales de l'Alberta envisagent de créer leur propre réseau de distribution d'électricité en achetant les actifs de FortisAlberta qui sont situés à l'intérieur de leur périmètre. À l'expiration d'un contrat de concession, une municipalité a le droit, moyennant l'autorisation de l'AEUB, d'acheter les actifs de FortisAlberta situés à l'intérieur de ses limites municipales, conformément à la *Municipal Act* (Alberta). En vertu de l'*Hydro Act* (Alberta), si une municipalité propriétaire de son réseau d'alimentation en électricité étend ses limites territoriales, elle peut acquérir les actifs de FortisAlberta situés dans la zone annexée. Les conséquences pour FortisAlberta de l'achat par une municipalité de ses actifs de distribution seraient l'érosion de sa clientèle tarifée, ce qui aurait pour effet de diminuer le capital sur lequel FortisAlberta est autorisée à toucher un rendement réglementé.

FortisAlberta et la Ville d'Airdrie ont signé en juin 2005 un contrat de concession d'électricité de 10 ans. Ce contrat accorde à FortisAlberta le droit exclusif de posséder, d'exploiter et d'entretenir le service de distribution d'électricité sur le territoire municipal de la Ville d'Airdrie. Avant ce contrat, la Ville d'Airdrie avait avisé l'entreprise qu'elle avait l'intention de résilier son contrat de concession et de se prévaloir de ses droits, en vertu de la loi municipale de l'Alberta, d'acheter le réseau de distribution de l'entreprise. Ce contrat de concession a réduit en 2005 le risque d'érosion du territoire de la concession. Présentement, aucune transaction n'a été entreprise en vertu de cette loi. Toutefois, lors de l'expiration d'un contrat de concession, il existe un risque que la municipalité choisisse d'acheter les actifs de distribution se trouvant sur son territoire. La perte qui en résulterait pourrait avoir une importante incidence négative sur la situation financière et les résultats d'exploitation de FortisAlberta.

Environnement : La société est assujettie à de nombreux règlements, lois et lignes directrices régissant la gestion, le transport et l'élimination des matières dangereuses et autres déchets, ou autrement liés à la protection de l'environnement, la santé et la sécurité. Le coût nécessaire pour se conformer à de tels règlements, lois et lignes directrices pourrait être important pour la société. Des dommages potentiels à l'environnement, et les coûts s'y rapportant, pourraient survenir en raison de divers événements, en particulier l'inclémence du climat, l'erreur ou l'inconduite humaines, ou les pannes matérielles. Cependant, il n'est aucunement garanti que de tels coûts pourraient être récupérés par la facturation et, s'ils sont considérables, les coûts non récupérés pourraient avoir une incidence importante sur les affaires, les résultats d'exploitation, la situation financière et les perspectives de la société.

Assurances : Bien que la société soit assurée, ses assurances sont assujetties à des plafonds de couverture ainsi qu'à des clauses temporelles de découverte de sinistre, et il n'est nullement garanti que le genre de dommages qu'elle pourrait subir seraient couverts par ses assurances. Les entreprises de services publics de la société feraient probablement une demande auprès de l'organisme de réglementation afin de recouvrer la perte (ou les dommages) au moyen d'une hausse tarifaire. Cependant, il n'est nullement garanti qu'un organisme de réglementation accueillerait en tout ou en partie une telle

demande. Tout dommage majeur aux installations de la société pourrait entraîner des coûts de réparation et des demandes de règlement considérables de la part de sa clientèle et cela pourrait avoir une incidence négative sur les affaires, les résultats d'exploitation, la situation financière et les perspectives de la société.

Il est prévu que ces garanties d'assurance seront conservées. Cependant, il n'est nullement garanti que la société pourra obtenir ou conserver à l'avenir une assurance adéquate à des barèmes qu'elle estime raisonnables ou qu'une assurance demeurera disponible à des conditions aussi favorables pour la société que les arrangements actuels.

Relations de travail : Environ 53 pour cent du personnel de la société appartiennent à des syndicats qui ont conclu avec elle des conventions collectives. Les conditions de telles conventions collectives affectent la souplesse et l'efficacité des activités de la société. La société considère que ses relations avec les syndicats sont satisfaisantes, mais rien ne prouve que les relations actuelles se poursuivront lors de futures négociations ou que les modalités des conventions collectives actuelles seront renouvelées. L'incapacité de maintenir ou de renouveler les conventions collectives selon des modalités acceptables pourrait entraîner une augmentation des coûts de main-d'œuvre pour la société ou des interruptions de service causées par des conflits de travail, interruptions que ne prévoient pas les ordonnances de réglementation tarifaire et qui pourraient avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et le bénéfice net de la société.

Conditions météorologiques : Les installations de la société sont vulnérables aux effets de conditions météorologiques rigoureuses et autres catastrophes naturelles. Bien que les installations de la société aient été construites et soient exploitées et entretenues de façon à résister à de telles conditions, il n'est nullement garanti qu'elles parviendront à y résister en toutes circonstances. La vulnérabilité des entreprises de services publics de Fortis aux facteurs climatiques est habituellement prévue par les autorités de réglementation. En particulier, la PUB a approuvé la constitution par Newfoundland Power d'un fonds de réserve de normalisation des effets du temps qui atténue d'une année à l'autre la volatilité du bénéfice qui résulterait des variations climatiques.

Malgré la préparation aux rigueurs du climat, des conditions inhabituelles, telles l'ouragan Ivan de septembre 2004 et d'autres catastrophes naturelles, constitueront toujours un risque pour les services publics. Sauf pour Caribbean Utilities, la société centralise la gestion de ses assurances afin de créer un niveau plus élevé d'expertise en assurance et de réduire sa vulnérabilité en matière de responsabilité.

Les actifs et le bénéfice de Belize Electricity et de Caribbean Utilities sont assujettis aux risques des ouragans. Ces sociétés gèrent les risques météorologiques de la même manière que les autres services publics de Fortis, au moyen d'une assurance sur les actifs de production électrique et d'une auto-assurance sur les actifs de transport et de distribution. La PUC prévoit le recouvrement de certains coûts attribuables aux ouragans au moyen d'une surcharge appliquée aux tarifs d'électricité, réduisant ainsi l'incidence financière pour Belize Electricity. Le nouveau gouvernement des Îles Caïmans a approuvé en 2005 une SRC qui sera facturée à la clientèle à partir du 1^{er} août 2005 et demeurera en vigueur environ trois ans. Cette SRC permettra de recouvrer une part importante des coûts directs déjà déboursés entraînés par les pertes non assurées provoquées par l'ouragan Ivan.

Le bénéfice des installations non réglementées de production électrique est sensible à l'ampleur des précipitations; toutefois, l'éparpillement géographique des installations de production électrique de la société atténue le risque associé à la quantité des précipitations.

Risques de liquidité : Le bénéfice de Belize Electricity est libellé en dollars bélizéens, celui de Caribbean Utilities est libellé en dollars des Îles Caïmans et celui de FortisUS Energy et de BECOL est libellé en dollars US. Au 31 décembre 2005, le dollar CI et le dollar BZ étaient indexés au dollar US dans les proportions suivantes : 1,00 \$CI = 1,20 \$US; 1,00 \$BZ = 0,50 \$US. Le bénéfice étranger libellé en devises autres que le dollar US doit d'abord être converti en dollars US avant d'être rapatrié, ce qui présente un risque temporaire de liquidité. En raison de la petite taille et de la nature cyclique de l'économie du Belize, la conversion de la devise locale en dollars US peut faire de temps à autre l'objet de restrictions.

Ressources humaines : La capacité de Fortis d'obtenir un rendement supérieur de manière rentable dépend de sa capacité d'attirer un personnel compétent, de lui permettre de se perfectionner et de le conserver. Tout comme pour les autres entreprises de services publics partout au Canada, les filiales de services publics de Fortis sont confrontées aux défis démographiques pour ce qui est des ouvriers de métier, du personnel technique et des ingénieurs. L'envergure grandissante de la société et la concurrence de plus en plus acharnée sur le marché constituent des enjeux de recrutement pour l'avenir. L'important programme de dépenses en immobilisations de la société prévu pour les prochains exercices présentera dans son

ensemble un défi, car il importera de disposer d'une main-d'œuvre qualifiée afin de mener à bien ces projets d'immobilisations. En particulier, le marché albertain de la main-d'œuvre est très concurrentiel et il est difficile d'y trouver de nouveaux employés. On a réalisé en 2005 un examen de la stratégie des ressources humaines à l'échelle du groupe Fortis. Cet examen visait à s'assurer que Fortis ait les monteurs de ligne, les techniciens et les ingénieurs nécessaires afin d'effectuer les travaux projetés, tant dans le réseau actuel que pour les nouveaux projets, et d'occuper les futurs postes de leadership au sein de la société.

Modification des conventions comptables

Entités à détenteurs de droits variables : La société a adopté, le 1^{er} janvier 2005, les recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») relatives à la comptabilité des entités à détenteurs de droits variables, conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-15 (« NOC-15 »). La société a effectué l'examen de ses arrangements commerciaux avec d'autres entités et elle a conclu que les entités n'exigent pas la consolidation et qu'il n'est pas nécessaire de divulguer des détenteurs de droits variables en vertu des exigences de la NOC-15. L'adoption de la NOC-15 n'a donc pas eu d'incidence sur les états financiers.

Produits : Newfoundland Power a comptabilisé, jusqu'au 31 décembre 2005, ses produits selon la base de facturation tel que l'autorisait la PUB. La société a reçu le 23 décembre 2005 une ordonnance de la PUB relativement à sa demande de politique comptable déposée auprès d'elle en septembre 2005. La PUB a approuvé la modification proposée à la politique de comptabilisation des produits de Newfoundland Power visant à passer à compter du 1^{er} janvier 2006 de la base de facturation à la méthode de la comptabilité d'exercice, aux fins financières et réglementaires.

Prises de position comptables futures

Comptabilisation des obligations conditionnelles liées à la mise hors service d'immobilisations : L'ICCA a publié en décembre 2005 son CPN-159 – *Comptabilisation des obligations conditionnelles liées à la mise hors service d'immobilisations* (« CPN-159 »). Le CPN-159 exige que les entités comptabilisent un passif pour la juste valeur de la comptabilisation des obligations conditionnelles liées à la mise hors service d'immobilisations si la juste valeur du passif peut être raisonnablement évaluée. Le traitement comptable du CPN-159 doit être appliqué rétroactivement, avec retraitement des périodes antérieures, pour tous les états financiers des périodes de présentation intermédiaires et annuelles terminées après le 31 mars 2006. La société est en train d'examiner le CPN-159 afin d'en déterminer l'incidence potentielle sur ses états financiers. Le CPN-159 a été publié en réponse au bulletin d'interprétation « *Accounting for Conditional Asset Retirement Obligations, Interpretation No. 47* » (« FIN 47 ») du Financial Accounting Standards Board des États-Unis, publié en juin 2005. Le FIN 47 a été publié en raison des diverses méthodes comptables qui ont été élaborées relativement au moment propice de la comptabilisation du passif pour les obligations juridiques liées au retraitement des actifs corporels de longue durée lorsque le moment propice ou la méthode de règlement dépendent d'un événement futur.

Instruments financiers, opérations de couverture et bénéfice global : De nouvelles normes comptables pour les instruments financiers (comptabilisation et mesure), opérations de couverture et bénéfice global ont été publiées par l'ICCA et elles s'appliquent aux états financiers intermédiaires et annuels relatifs aux exercices commençant à compter du 1^{er} octobre 2006. Ces normes abordent les critères de comptabilisation des instruments financiers au bilan et de mesure des instruments financiers pour les gains et pertes connexes, offrent des conseils sur la manière dont s'effectue la comptabilité de couverture et les déclarations exigées, et fournissent les normes de présentation de l'information financière et du bénéfice global. Ces normes visent à harmoniser les principes comptables canadiens relatifs à ces postes aux normes comptables internationales, y compris celles des États-Unis. La société est en train de réviser ces nouvelles normes afin d'en déterminer l'incidence potentielle sur ses états financiers.

Modification de la présentation

Comptabilité des activités à tarifs réglementés : Le Conseil des normes comptables (« CNC ») de l'ICCA est en train de réviser les PCGR du Canada applicables aux entreprises ayant des activités à tarifs réglementés. De possibles modifications futures dans ce domaine pourraient avoir une incidence importante sur les états financiers de la société. Le CNC a publié, comme mesure provisoire dans l'attente du parachèvement du projet entier, la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-19 (« NOC-19 ») sur la divulgation par les entités assujetties à la réglementation tarifaire. La NOC-19 exige la divulgation relativement à la nature et aux effets de la réglementation tarifaire, ainsi que des renseignements complémentaires sur la manière dont la réglementation tarifaire a affecté les états financiers de l'entité. La société a adopté la NOC-19 pour son

exercice terminé le 31 décembre 2005. L'adoption de la NOC-19 n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice net de la société. Par suite de l'adoption de la NOC-19, Fortis a modifié la base de présentation de certains de ses actifs et passifs et a retraité certains chiffres comparatifs de 2004. Fortis déclare désormais séparément les actifs et les passifs suivants et ne les déduit plus :

- i) les actifs réglementés des autres avantages postérieurs à l'emploi (« AAPE ») et les obligations connexes accumulées des AAPE;
- ii) les actifs au titre des prestations de retraite constituées et le report de retraite réglementaire;
- iii) les montants accumulés pour les produits non encore facturés et le passif réglementé connexe;
- iv) les actifs des immobilisations des services publics, les obligations de location-acquisition et les coûts de location reportés réglementaires.

L'incidence de cette modification sur la base de la présentation a été une augmentation de 33,4 millions de dollars des actifs réglementés à long terme (26,5 millions de dollars en 2004), une hausse de 31,3 millions de dollars en crédits reportés (25,1 millions de dollars en 2004), un accroissement de 5,1 millions de dollars des charges reportées (7,5 millions de dollars en 2004), une augmentation de 32,8 millions de dollars des passifs réglementés à long terme (34,9 millions de dollars en 2004), une hausse de 27,8 millions de dollars des débiteurs (27,4 millions de dollars en 2004), un accroissement de 23,7 millions de dollars des immobilisations des services publics (24,6 millions de dollars en 2004), une augmentation de 25,5 millions de dollars de la dette à long terme et des obligations de location-acquisition (25,8 millions de dollars en 2004) et une hausse de 0,2 million de dollars des versements actuels de la dette à long terme et des obligations de location-acquisition (0,2 million de dollars en 2004).

Dividendes sur actions privilégiées : La société a modifié au 31 décembre 2005 la base de présentation des dividendes sur actions privilégiées sur l'état des résultats. Les dividendes sur actions privilégiées sont maintenant présentés dans les charges financières avant « Bénéfice avant impôts » au lieu d'être présentés sous « Bénéfice net avant la part des actionnaires sans contrôle et dividendes sur actions privilégiées » dans l'état des résultats. Cette modification de la présentation a été adoptée rétroactivement avec retraitement des chiffres comparatifs.

Estimations comptables essentielles

La préparation des états financiers consolidés de la société conformément aux PCGR canadiens exige que la direction fasse des estimations et des hypothèses qui affectent les montants divulgués de l'actif et du passif et la présentation des éléments d'actif et de passif éventuels à la date des états financiers, ainsi que les montants divulgués des produits et des charges au cours de l'exercice. Les estimations reposent sur l'expérience historique, les conditions actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances. La modification des faits et des circonstances peut entraîner la révision des hypothèses et les résultats réels pourraient différer de ces hypothèses. Les estimations comptables essentielles de la société sont examinées ci-après.

Durée de vie utile des immobilisations corporelles : En raison de sa nature, l'amortissement est une estimation principalement fondée sur la durée de vie utile des actifs. Les immobilisations corporelles consolidées de la société représentaient environ 70 pour cent de l'ensemble des immobilisations consolidées au 31 décembre 2005 (69 pour cent au 31 décembre 2005). L'estimation de vie utile se fonde sur des faits actuels et l'information historique et elle tient compte de la durée de vie anticipée des actifs. Les périodes d'amortissement utilisées sont constamment révisées pour s'assurer qu'elles restent appropriées.

Évaluation de l'écart d'acquisition : L'écart d'acquisition représente, à la date d'acquisition, l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des montants nets affectés aux actifs individuels acquis et aux passifs réputés liés aux acquisitions commerciales. La société doit effectuer un test annuel de dépréciation, ou elle doit en effectuer un si un événement se produit ou si les circonstances changent, indiquant que la juste valeur d'un élément comptable est inférieure à sa valeur comptable. Chaque année en juillet, la société révisé la dépréciation qui est déterminée d'après l'information actuelle de l'élément comptable faisant l'objet de la révision. Aucune dépréciation n'a été requise pour les 512,1 millions de dollars de l'écart d'acquisition inscrit au bilan de la société au 31 décembre 2005.

Avantages sociaux futurs : La charge au titre du régime de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi de la société est assujettie aux estimations utilisées pour la détermination actuarielle de cette charge. Les principales hypothèses qu'utilise la direction pour déterminer la charge et les obligations au titre du régime de retraite est le taux d'actualisation de l'obligation en matière de prestations de retraite et le rendement à long terme prévu des actifs du régime. Les autres hypothèses qui s'appliquent sont le taux moyen de la hausse des salaires, la durée moyenne d'années de service restantes du groupe d'employés actifs et le taux de mortalité des employés et des retraités. À l'exception des hypothèses relatives au rendement à long terme prévu des actifs du régime et du taux moyen de la hausse des salaires, les hypothèses ci-dessus ont également été utilisées par la direction afin de déterminer les charges et les obligations des AAPE. En outre, des hypothèses ont été effectuées relativement à la tendance à l'augmentation du coût des soins de santé. Certaines

filiales de Fortis comptabilisent le coût des régimes de retraite et les charges des autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi selon la méthode de la comptabilité de caisse; par conséquent, la modification des hypothèses n'a pas d'incidence sur le bénéfice.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations : En mesurant la juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la société doit faire une évaluation raisonnable du mode et à la date de règlement des coûts prescrits de mise hors service de ces immobilisations. Lorsqu'il est impossible d'effectuer une évaluation raisonnable, les obligations liées à la mise hors service des immobilisations et l'actif d'immobilisations qui les compense sont comptabilisés lorsque le moment propice et le montant peuvent être raisonnablement évalués. Aucune obligation liée à la mise hors service d'immobilisations n'a été comptabilisée au 31 décembre 2005.

Constatation des produits : Les conventions comptables de Fortis pour les services publics comprennent la constatation des ventes à la fois d'après la lecture des compteurs et selon la méthode de la comptabilité d'exercice, par laquelle la valeur estimative de l'électricité consommée entre la dernière lecture des compteurs et la clôture de l'exercice sert à déterminer les produits non encore facturés dans les états financiers de la société.

Éventualités : La société fait l'objet de plusieurs litiges et poursuites dans le cours normal de ses activités, tel qu'il est expliqué dans les états financiers consolidés de 2005 de Fortis Inc. Le passif éventuel au 31 décembre 2005 est le même que celui de l'information présentée l'exercice précédent, sauf pour ce qui est noté ci-dessous.

L'ARC a confirmé en 2002 un redressement exigé en 2000 relativement à l'exercice fiscal de 1993 de Newfoundland Power, afin de porter au bénéfice la valeur de l'électricité consommée en décembre 1993, qui n'a été facturée qu'en janvier 1994. La pratique de Newfoundland Power consistait à comptabiliser les produits selon la base de facturation. Cette méthode a été vérifiée et acceptée précédemment par l'ARC et elle est conforme aux exigences réglementaires.

Newfoundland Power a passé en 2005 avec l'ARC un accord prévoyant le règlement intégral de cette question de manière prospective à compter de 2006. L'ARC a annulé tous les redressements impayés des années antérieures se rapportant à la politique de comptabilisation des produits de la société et elle a remboursé à l'entreprise son dépôt d'impôt sur le bénéfice de 6,9 millions de dollars ainsi que les intérêts. Par suite du règlement de ce différend avec l'ARC, les produits de 2005 incluent 2,1 millions de dollars d'intérêts créditeurs, ce qui entraîne une augmentation de 1,4 million de dollars du bénéfice, déduction faite de l'impôt.

Dans une réclamation déposée le 18 août 2003 auprès de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta, EPCOR a intenté une poursuite en dommages-intérêts d'une valeur d'environ 83 millions de dollars contre FortisAlberta, invoquant des violations de contrat, les termes de la grille tarifaire de distribution, les honoraires de fiduciaire, ainsi que la négligence. Le 8 août 2005, FortisAlberta a annoncé qu'elle avait conclu un accord avec EPCOR afin de régler tous les aspects de cette réclamation. Tous les montants relatifs au règlement ont été reflétés dans les résultats du deuxième trimestre de FortisAlberta, étant donné que la société avait des provisions adéquates dans ses états financiers pour compenser l'incidence du règlement. FortisAlberta a signé le 3 octobre 2005 une entente avec Aquila, Inc. et son assureur, qui a fractionné une police d'assurance destinée à couvrir les charges juridiques engagées pour se défendre dans cette poursuite, ainsi que tout montant réclamé de FortisAlberta par ordonnance juridique ou convenu de gré à gré. Le produit reçu en vertu de cette police d'assurance a partiellement compensé le règlement de la réclamation d'EPCOR et il a été reflété dans les résultats du troisième trimestre.

FortisBC a correspondu avec le ministère des Forêts de la C.-B. (le « ministère ») et a rencontré les représentants du ministère afin de discuter de la possibilité qu'une facture soit établie à la société relativement au coût d'extinction de certains incendies de forêt survenus en 2003 sur le territoire desservi par l'entreprise. Le ministère a invoqué une infraction au code des pratiques forestières et la négligence et déposé, sans le signifier, un bref et une déclaration contre FortisBC. FortisBC est présentement en communication avec le ministère et ses assureurs. De plus, FortisBC a été informé que deux brefs et déclarations ont été déposés, mais non signifiés, par des propriétaires privés relativement à la même question. Le résultat ne peut être raisonnablement déterminé et évalué pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été accumulé dans les états financiers consolidés.

FortisBC s'est vu signifier le 5 janvier 2006 un bref et une déclaration déposés auprès de la Cour suprême de la C.-B. en vertu de la loi sur les recours collectifs de 1995, au nom de l'ensemble des abonnés présents et passés de FortisBC et qui se sont vu facturer par FortisBC ou lui ont versé des pénalités de retard, en tout temps entre le 1^{er} avril 1981 et la date de tout jugement relatif à cette poursuite. La réclamation invoque que la confiscation de l'escompte de paiement rapide offert aux abonnés

constitue un « intérêt » au sens de l'article 347 du Code criminel et, du fait que le taux annuel effectif d'un tel intérêt dépasse 60 pour cent, qu'il est illégal et nul. Ce recours collectif cherche à obtenir des dommages et le remboursement de tous les escomptes de paiement rapide qui ont été ainsi confisqués. Le résultat ne peut pas être raisonnablement déterminé et évalué pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été accumulé dans les états financiers consolidés.

Cornwall Electric a reçu en mai 2003 un redressement de l'ARC rejetant les montants réclamés en tant que déduction pour amortissement (« DPA ») relativement à un actif de catégorie 14 de Cornwall Electric. Cet actif de catégorie 14 a été créé lors de l'acquisition de Cornwall Electric par un ancien propriétaire. Par conséquent, la DPA totalisant 2,1 millions de dollars réclamée pour les exercices fiscaux de 1998 à 2001 a été rejetée. Le coût d'ouverture des immobilisations non amorties de l'actif de catégorie 14, y compris la provision pour moins-value, a été évalué à environ 1,4 million de dollars au bilan de Cornwall Electric. Cornwall Electric a déposé un avis d'opposition auprès de l'ARC. Cornwall Electric a obtenu au troisième trimestre de 2005 un règlement favorable du redressement de l'ARC. L'incidence de ce règlement a entraîné la constatation pour FortisOntario d'un actif d'impôts futurs de 4,2 millions de dollars, d'une réduction de 2,6 millions de dollars de l'écart d'acquisition et d'une baisse de 1,6 million de dollars des charges d'impôts futurs.

Information financière annuelle choisie

Le tableau suivant énonce l'information financière annuelle vérifiée pour les exercices terminés les 31 décembre 2005, 2004 et 2003. L'information financière a été préparée conformément aux PCGR du Canada et comme l'exigent les autorités de réglementation des services publics. Le moment choisi pour la constatation de certains éléments de l'actif, du passif, des produits et des charges peut, en raison des exigences de la réglementation, différer de celui auquel on s'attendrait de la part d'entités non réglementées utilisant les PCGR du Canada. Tous les montants présentés sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

(en milliers de dollars, sauf pour les montants par action)	2005	2004	2003
Produits et quote-part du bénéfice ¹⁾	1 441,5	1 146,1	843,1
Bénéfice net avant la part des actionnaires sans contrôle ²⁾	143,3	96,5	77,5
Bénéfice net applicable aux actions ordinaires	137,1	90,9	73,6
Total de l'actif	4 316,2	3 938,0 ³⁾	2 163,8
Dette et obligations locatives à long terme (dette à court terme non comprise)	2 124,7	1 904,4 ³⁾	1 031,4
Part des actionnaires sans contrôle	39,6	37,5	36,8
Actions privilégiées	319,5	319,5	123,0
Capitaux propres ordinaires	1 213,4	1 000,1	614,7
Bénéfice par action ordinaire ⁴⁾	1,35	1,07	1,06
Bénéfice dilué par action ordinaire ⁴⁾	1,24	1,01	1,03
Dividendes déclarés par action ordinaire ⁴⁾	0,61	0,55	0,53
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang de série C	1,3625	1,3625	1,0173 ⁵⁾
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang de série D	0,03⁶⁾	0,1706 ⁷⁾	–
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang de série E	1,2250	0,7733 ⁷⁾	–

¹⁾ Les produits reflètent les valeurs ajustées en fonction du climat relativement au fonds de réserve de normalisation des effets du temps de Newfoundland Power.

²⁾ Le bénéfice net avant la part des actionnaires sans contrôle pour 2004 et 2003 a été retraité afin de refléter les modifications survenues en 2005 dans la présentation des dividendes sur actions privilégiées.

³⁾ Le total de l'actif ainsi que la dette et les obligations locatives à long terme de 2004 ont été rétroactivement retraités afin de refléter la modification de la présentation découlant de l'adoption, le 31 décembre 2005, de la NOC-19 de l'ICCA.

⁴⁾ Les données sur le bénéfice et les dividendes par action ordinaire ont été retraitées afin de tenir compte du fractionnement d'actions à raison de 4 pour 1 survenu en octobre 2005.

⁵⁾ Les actions privilégiées de premier rang de série C, au montant de 125 millions de dollars, ont été émises en juin 2003.

⁶⁾ Les actions privilégiées de premier rang de série D ont été rachetées en septembre 2005.

⁷⁾ Les actions privilégiées de premier rang de séries D et E ont été émises à divers moments en 2004, à la conversion des bons de souscription inclus dans l'émission des unités de premier rang en janvier 2004.

2005/2004 – Les produits, incluant la quote-part du bénéfice, et le bénéfice net applicables aux actions ordinaires ont augmenté en 2005 respectivement de 25,8 pour cent et de 50,8 pour cent par rapport à 2004. Un exercice complet d'exploitation de FortisAlberta et de FortisBC, une hausse du prix de gros de l'électricité en Ontario, une augmentation des ventes ou des tarifs d'électricité des filiales de services publics réglementées de la société, de même que l'ajout des produits

des trois hôtels Greenwood Inn acquis le 1^{er} février 2005, ont été les principaux moteurs de l'augmentation du bénéfice. La quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities s'est accrue de 10,6 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent, en raison principalement de la reprise à la suite de l'ouragan Ivan et de la constatation en 2005 de l'incidence d'une modification des méthodes comptables pour la comptabilisation des produits non encore facturés. L'augmentation du bénéfice en 2005 était attribuable à un exercice complet de contributions aux résultats de la part de FortisAlberta et de FortisBC, au prix de gros plus élevé de l'électricité en Ontario, à une quote-part supérieure du bénéfice provenant de Caribbean Utilities et à un gain après impôt de 7,9 millions de dollars provenant du règlement de questions contractuelles entre FortisOntario et OPGI. Cette augmentation a été en partie compensée par l'augmentation des charges financières de la société liées à l'acquisition de FortisAlberta et de FortisBC en 2004. À l'exception de Newfoundland Power, tous les secteurs d'exploitation ont déclaré de meilleurs résultats financiers qu'à l'exercice précédent. Le bénéfice de Newfoundland Power a légèrement baissé en raison d'une diminution, calculée par formule automatique, de 51 points de base de son rendement autorisé en 2005. La croissance du total de l'actif et du passif à long terme découle principalement des importants programmes d'immobilisations de FortisAlberta et de FortisBC, et de l'acquisition des trois hôtels Greenwood Inn.

2004/2003 – Les produits, incluant la quote-part du bénéfice, et le bénéfice net applicable aux actions ordinaires ont augmenté respectivement de 35,9 pour cent et de 23,4 pour cent en 2004 par rapport à 2003. L'ajout des produits de FortisAlberta et de FortisBC, l'augmentation des ventes et des tarifs d'électricité dans la plupart des autres territoires de réglementation, le premier exercice complet d'exploitation des quatre hôtels ontariens et de la société Exploits ont été les principaux éléments qui ont contribué à l'augmentation des produits. L'augmentation des produits a été compensée par une baisse de 9,7 millions de dollars de la quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities à la suite de l'ouragan Ivan. L'augmentation considérable du bénéfice est principalement attribuable à l'acquisition par la société, en mai 2004, de FortisAlberta et de FortisBC. À l'exception de FortisOntario et de Caribbean Utilities, tous les autres secteurs d'exploitation ont enregistré des résultats financiers améliorés par rapport à ceux de l'exercice précédent. La croissance du total de l'actif et du passif à long terme est aussi principalement liée aux acquisitions en Alberta et en Colombie-Britannique.

Les dividendes de Fortis ont augmenté chaque année pendant 32 années consécutives. Le ratio de distribution de la société a été de 43,7 pour cent en 2005, contre 50,3 pour cent en 2004. En septembre 2005, Fortis a déclaré une hausse de 14,25 cents à 16 cents des dividendes trimestriels sur les actions ordinaires payables le 1^{er} décembre 2005.

Résultats trimestriels

Le tableau suivant énonce l'information trimestrielle non vérifiée pour chacun des huit derniers trimestres terminés du 31 mars 2004 au 31 décembre 2005. Toutes les données relatives au bénéfice par action ordinaire ont été retraitées afin de refléter l'augmentation du nombre de ces actions résultant du fractionnement à raison de 4 pour 1 survenu en octobre 2005. Cette information est tirée des états financiers consolidés intermédiaires et non vérifiés qui, selon l'avis de la direction, ont été dressés conformément aux PCGR du Canada et comme l'exigent les autorités de réglementation des services publics. Le moment choisi pour la constatation de certains éléments de l'actif, du passif, des produits et des charges peut, en raison des exigences de la réglementation, différer de celui auquel on s'attendrait de la part d'entités non réglementées utilisant les PCGR du Canada. Ces résultats d'exploitation ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats de toute autre période future et on ne devrait pas s'y fier pour prédire des rendements futurs. Tous les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Trimestre terminé le :	Produits et quote-part du bénéfice <i>(en milliers de dollars)</i>	Bénéfice net applicable aux actions ordinaires <i>(en milliers de dollars)</i>	Bénéfice par action ordinaire de base <i>(en dollars)</i>	Bénéfice par action ordinaire dilué <i>(en dollars)</i>
31 décembre 2005	353 084	22 263	0,22	0,21
30 septembre 2005	341 650	37 450	0,36	0,33
30 juin 2005	364 948	38 188	0,37	0,34
31 mars 2005	381 789	39 196	0,40	0,36
31 décembre 2004	337 170	21 176	0,22	0,21
30 septembre 2004	303 653	25 452	0,26	0,25
30 juin 2004	254 513	23 946	0,30	0,28
31 mars 2004	250 793	20 281	0,29	0,27

Le sommaire des huit derniers trimestres reflète la croissance continue de la société ainsi que le caractère saisonnier de ses activités. À partir de juin 2004, les résultats financiers ont été affectés par l'acquisition de FortisAlberta et de FortisBC. La filiale Fortis Properties, qui n'œuvre pas dans le domaine des services publics, produit habituellement son bénéfice le plus élevé aux deuxième et troisième trimestres. Compte tenu de la diversité des filiales, le caractère saisonnier peut varier. Le bénéfice comparatif de chacun des trimestres a augmenté en raison de la stratégie d'acquisition de la société et de l'amélioration du bénéfice d'exploitation de la plupart de ses filiales.

Décembre 2005/décembre 2004 – Le bénéfice net applicable aux actions ordinaires était de 22,3 millions de dollars au quatrième trimestre de 2005, soit 0,22 \$ par action ordinaire, comparativement à 21,2 millions de dollars, soit 0,22 \$ par action ordinaire, pour le même trimestre l'exercice précédent. Le bénéfice supérieur tiré de la production non réglementée, en raison du prix de gros de l'électricité en Ontario et dans le Nord de l'État de New-York, et de l'accroissement de la production, partiellement compensé par la hausse des charges d'exploitation, a été en partie compensé par la diminution du bénéfice tiré des filiales de services publics réglementées et les charges plus élevées du secteur général de la société. La réduction du bénéfice tiré des filiales de services publics réglementées découlait principalement du bénéfice inférieur de FortisAlberta et de FortisBC, partiellement compensé par la quote-part du bénéfice plus élevée de Caribbean Utilities. Le bénéfice de FortisAlberta au quatrième trimestre de 2005 a été réduit par un ajustement non récurrent d'environ 3,0 millions de dollars lié en grande partie à l'adoption du règlement de tarif négocié conclu le 24 mai 2005. De plus, au cours du quatrième trimestre de 2004, FortisBC a comptabilisé une augmentation du bénéfice après impôt de 3,7 millions de dollars liée au perfectionnement du processus d'évaluation des produits d'électricité non encore facturés. En outre, la quote-part du bénéfice au quatrième trimestre de 2004 comprenait une charge de 8,2 millions de dollars liée aux dommages de l'ouragan Ivan.

Le bénéfice par action ordinaire au quatrième trimestre, comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent, a subi l'incidence de la dilution créée par les actions ordinaires émises en mars 2005.

Septembre 2005/septembre 2004 – Le bénéfice net applicable aux actions ordinaires s'élevait à 37,4 millions de dollars au troisième trimestre de 2005, soit 0,36 \$ par action ordinaire, contre 25,5 millions de dollars, ou 0,26 \$ par action ordinaire, au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice au troisième trimestre était de 11,9 millions de dollars de plus qu'au même trimestre l'exercice précédent, principalement en raison du prix de gros plus élevé de l'électricité en Ontario, d'un gain de change non réalisé de 3,1 millions de dollars, déduction faite de l'impôt, lié à la conversion de 60 millions de \$US de la dette à long terme non couverte du secteur général de la société et du bénéfice accru de Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Properties. Le bénéfice tiré des filiales canadiennes de services publics réglementées était comparable à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'incidence nette des nombreux ajustements de FortisAlberta, FortisBC et FortisOntario et le bénéfice plus élevé de Maritime Electric ont permis de compenser le bénéfice trimestriel inférieur de Newfoundland Power en raison de la nouvelle structure tarifaire des achats d'électricité et les charges financières plus élevées des filiales de services publics de l'Ouest du Canada. La croissance du bénéfice par action ordinaire d'un trimestre par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent a été partiellement compensée par la dilution créée par les actions ordinaires émises en mars 2005.

Juin 2005/juin 2004 – Le bénéfice net applicable aux actions ordinaires était de 38,2 millions de dollars au deuxième trimestre, soit 0,37 \$ par action ordinaire, comparativement à 23,9 millions de dollars, ou 0,30 \$ par action ordinaire au deuxième trimestre de 2004. Les résultats du deuxième trimestre comprennent trois mois de bénéfice de FortisAlberta et de FortisBC, comparativement à un mois pour le deuxième trimestre de 2004. Les résultats du trimestre comprennent un ajustement net positif après impôt de 7,0 millions de dollars du bénéfice de FortisAlberta, lié à la résolution de questions fiscales entraînant une diminution des passifs liés aux périodes antérieures, en partie compensé par les montants fournis pour le règlement final de la facturation de périodes antérieures. Les résultats comprennent également environ 1,4 million de dollars d'intérêts créditeurs après impôt tirés d'un règlement fiscal de Newfoundland Power et un ajustement positif de 1,1 million de dollars du bénéfice de Caribbean Utilities, lié à une modification des méthodes comptables de constatation des produits non encore facturés. Le bénéfice de Fortis Properties dépassait également de 1,1 million de dollars celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation du bénéfice du deuxième trimestre a été en partie restreinte par une perte de change non réalisée après impôt de 1,0 million de dollars liée à la conversion de 75 millions \$US de dette non couverte du secteur général de la société. La croissance du bénéfice par action ordinaire par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent a été partiellement compensée par la dilution créée par l'émission d'actions ordinaires en mars 2005.

Mars 2005/mars 2004 – Le bénéfice net applicable aux actions ordinaires a atteint 39,2 millions de dollars au premier trimestre, soit 0,40 \$ par action ordinaire, contre 20,3 millions de dollars, ou 0,29 \$ par action ordinaire, au premier trimestre de 2004. Au premier trimestre, Fortis a déclaré un gain après impôt de 7,9 millions de dollars résultant du règlement de questions contractuelles entre FortisOntario et OPGI.

Le bénéfice de la société, à l'exclusion de l'incidence du règlement d'OPGI, bien que ce ne soit pas une mesure en vertu des PCGR du Canada, aurait été de 31,3 millions de dollars au premier trimestre, soit 0,32 \$ par action ordinaire, ou 10,3 pour cent de plus que le bénéfice par action ordinaire de 0,29 \$ au premier trimestre de l'exercice précédent. Bien que la société soit d'avis que ces renseignements complémentaires sont utiles, le lecteur doit être mis en garde du fait que ces renseignements ne doivent pas être confondus avec le bénéfice net déterminé conformément aux PCGR du Canada, ni être utilisés en remplacement de ce dernier.

Le bénéfice attribuable à l'acquisition de FortisAlberta et de FortisBC, ainsi que le moment choisi pour constater le bénéfice de Newfoundland Power, ont principalement contribué à cette hausse. Fortis a également déclaré un bénéfice de 0,7 million de dollars lié au recouvrement de charges liées à l'ouragan et se rapportant aux dommages qu'a subi Caribbean Utilities à Grand Cayman à la suite de l'ouragan Ivan. Fortis Properties a également déclaré une augmentation de son bénéfice par rapport au même trimestre l'exercice précédent. La hausse du bénéfice par action ordinaire a été restreinte par une plus faible production hydroélectrique au Belize et la dilution créée par les actions ordinaires émises en mars 2005.

Évaluation par la direction de l'efficacité des contrôles et des méthodes de présentation de l'information financière

La direction de la société est chargée de l'établissement et du maintien des contrôles et des méthodes de présentation de l'information financière afin de s'assurer que les renseignements utilisés à l'interne et ceux qui sont divulgués à l'externe soient exhaustifs et fiables. Conformément aux exigences de l'*instrument multilatéral 52-109 – Attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, le président-directeur général et le vice-président des finances et chef de la direction financière de Fortis doivent divulguer dans le rapport de gestion annuel de Fortis l'efficacité des contrôles et des méthodes de présentation de l'information financière de la société, en conformité d'une telle évaluation faite à la fin de la période annuelle de déclaration. Le président-directeur général et le chef de la direction financière de Fortis concluent, avec une assurance raisonnable, que les contrôles et les méthodes de présentation de l'information financière de Fortis sont efficaces et adéquats selon leur évaluation de tels contrôles au 31 décembre 2005.

Perspectives

L'exploitation de services publics réglementés d'électricité, qui constitue l'activité principale de la société, se caractérise par de grands besoins de capitaux et Fortis prévoit que la plupart de ses dépenses en immobilisations au cours des cinq prochains exercices seront principalement liées à FortisAlberta et à FortisBC. Les dépenses en immobilisations consolidées de 2006 devraient approcher 450 millions de dollars, dont environ 420 millions de dollars seront investis dans les filiales réglementées de services publics.

Fortis prévoit utiliser son programme d'immobilisations pour financer l'acquisition de nouvelles entreprises de services publics d'électricité. Fortis continuera de rechercher des occasions d'acquisition au Canada, aux Antilles et aux États-Unis. Fortis cherchera aussi à faire croître ses activités non réglementées, en particulier ses centrales hydroélectriques, ses hôtels et son portefeuille immobilier.

Données sur les actions en circulation

Au 28 février 2006, la société avait émis et mis en circulation 103 245 117 actions ordinaires, 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série C et 7 993 500 actions privilégiées de premier rang de série E. Le nombre d'actions ordinaires qui seraient émises à la conversion des actions privilégiées de premier rang des séries C et E, les options d'achat d'actions et la dette convertible au 31 décembre 2005 sont décrits dans les notes afférentes aux états financiers consolidés de 2005.

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés de Fortis Inc. et tous les renseignements figurant dans le présent rapport annuel de 2005 relèvent de la direction, qui assume la responsabilité de l'intégrité des renseignements qui y sont présentés, y compris les montants qui doivent nécessairement être fondés sur des estimations et des jugements éclairés. Ces états financiers consolidés ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. L'information financière présentée ailleurs dans le rapport annuel de 2005 concorde avec les données figurant dans les états financiers consolidés.

Afin de s'acquitter de ses responsabilités quant à la fiabilité et à l'intégrité des états financiers consolidés, la direction a mis en œuvre et maintient un système d'information comptable et financière qui prévoit les contrôles internes nécessaires afin de fournir l'assurance que les opérations sont adéquatement autorisées et comptabilisées, l'actif protégé et le passif constaté. La gestion de la société et de ses filiales est axée sur le besoin de formation de personnel qualifié et professionnel et sur la communication efficace des directives et des politiques de la direction. L'efficacité des contrôles internes de Fortis Inc. est continuellement évaluée.

Le Conseil d'administration, par l'entremise d'un comité de vérification composé uniquement d'administrateurs externes indépendants, supervise les responsabilités de la direction relativement à la présentation de l'information financière. Le comité de vérification supervise la vérification externe des états financiers consolidés annuels de la société, ainsi que le processus et les politiques de la société relatifs à la comptabilité et à la présentation et la divulgation de l'information financière. Le comité de vérification tient des réunions auxquelles participent la direction, les vérificateurs des actionnaires et le vérificateur interne, afin de discuter des résultats de la vérification, du caractère adéquat des contrôles comptables internes, ainsi que de la qualité et de l'intégrité de la présentation de l'information financière. Les états financiers consolidés annuels de la société sont examinés par le comité de vérification, de concert avec les vérificateurs de la direction et des actionnaires, avant d'être recommandés au conseil d'administration aux fins d'approbation. Les vérificateurs des actionnaires ont accès sans réserve au comité de vérification.

Le comité de vérification est tenu de réviser l'adoption et les modifications des conventions comptables qui ont une incidence importante sur les états financiers consolidés de la société, et d'examiner, afin d'en informer le conseil d'administration, les politiques relatives à la comptabilité, la présentation et la divulgation de l'information financière. Le comité de vérification est tenu d'examiner les rapports financiers exigeant l'approbation du conseil d'administration avant qu'ils soient soumis aux commissions des valeurs mobilières et autres organismes de réglementation, d'évaluer et d'analyser les jugements posés par la direction qui ont une incidence significative sur la présentation de l'information financière, de s'assurer de l'indépendance des vérificateurs des actionnaires et de passer en revue leurs honoraires.

Le 31 décembre 2005, les états financiers consolidés et le rapport de gestion contenus dans le rapport annuel de 2005 ont été examinés par le comité de vérification et, sur sa recommandation, ont été approuvés par le conseil d'administration de Fortis Inc. Le cabinet Ernst & Young, s.r.l., vérificateurs indépendants nommés par les actionnaires de Fortis Inc. à la recommandation du comité de vérification, a vérifié les états financiers consolidés de 2005 et leur rapport suit.

Le président-directeur général

Le vice-président et directeur des finances



H. Stanley Marshall

Saint-Jean, Canada



Barry V. Perry

Rapport des vérificateurs

Aux actionnaires de Fortis Inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Fortis Inc. aux 31 décembre 2005 et 2004 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie des exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2005 et 2004 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates, selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Saint-Jean, Canada
le 27 janvier 2006

Ernst & Young s.r.l.
Comptables agréés

Bilans consolidés

FORTIS INC.

(Constituée en vertu des Lois de la province de Terre-Neuve-et-Labrador)

Aux 31 décembre (en milliers de dollars)

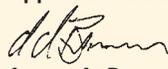
ACTIF	2005	2004 (note 3)
Actif à court terme		
Espèces et quasi-espèces	33 416 \$	37 203 \$
Débiteurs	204 169	190 565
Charges payées d'avance	9 786	6 534
Actif réglementé (note 4)	33 289	24 682
Stocks	32 033	30 235
Impôts futurs (note 19)	–	4 204
	312 693	293 423
Dépôt d'impôt sur le bénéfice	–	6 949
Charges reportées (note 5)	148 140	148 343
Actif réglementé (note 4)	82 315	66 628
Impôts futurs (note 19)	58 815	13 661
Immobilisations des services publics (note 6)	2 606 061	2 371 678
Biens productifs (note 7)	414 608	341 069
Placements (note 8)	167 393	163 769
Immobilisations incorporelles, déduction faite de l'amortissement (note 2)	14 027	18 455
Écart d'acquisition	512 139	514 041
	4 316 191 \$	3 938 016 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Emprunts à court terme (note 9)	59 868 \$	192 858 \$
Créditeurs et charges à payer	265 223	272 490
Dividendes à payer	17 924	14 997
Impôts à payer	22 785	2 380
Passif réglementé (note 4)	19 392	19 247
Versements à court terme sur la dette à long terme et les obligations locatives (note 10)	31 392	36 286
Impôts futurs (note 19)	6 714	–
	423 298	538 258
Crédits reportés (note 11)	64 261	54 891
Passif réglementé (note 4)	86 780	34 875
Impôts futurs (note 19)	44 718	48 432
Dette à long terme et obligations locatives (note 10)	2 124 674	1 904 431
Part des actionnaires sans contrôle (note 12)	39 555	37 487
Actions privilégiées (note 13)	319 492	319 530
	3 102 778	2 937 904
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 14)	813 304	675 215
Surplus d'apport	3 179	1 831
Part des capitaux propres des débentures convertibles (note 10)	1 500	1 550
Écart de conversion (note 16)	(16 312)	(15 497)
Bénéfice non réparti	411 742	337 013
	1 213 413	1 000 112
	4 316 191 \$	3 938 016 \$

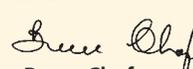
Engagements (note 25)

Passif éventuel (note 26)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

Approuvés au nom du conseil


Angus A. Bruneau
Administrateur


Bruce Chafe
Administrateur

États consolidés des résultats

FORTIS INC.

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers de dollars, sauf les montants par action)

	2005	2004 (note 3)
Produits d'exploitation	1 430 005 \$	1 145 287 \$
Quote-part du bénéfice	11 466	842
	1 441 471	1 146 129
Charges		
Exploitation	926 295	766 628
Amortissement	157 622	113 672
	1 083 917	880 300
Bénéfice d'exploitation	357 554	265 829
Charges financières (note 17)	137 219	110 054
Dividendes sur actions privilégiées	16 606	12 319
Gain tiré du règlement de questions contractuelles (note 18)	(10 000)	–
	143 825	122 373
Bénéfice avant impôts	213 729	143 456
Impôts sur le bénéfice de la société (note 19)	70 416	46 927
Bénéfice net avant la part des actionnaires sans contrôle	143 313	96 529
Part des actionnaires sans contrôle	6 216	5 674
Bénéfice net applicable aux actions ordinaires	137 097 \$	90 855 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (note 14)	101 750	84 738
Bénéfice par action ordinaire (note 14)		
De base	1,35 \$	1,07 \$
Dilué	1,24 \$	1,01 \$

États consolidés des bénéfices non répartis

FORTIS INC.

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers de dollars)

	2005	2004
Solde au début de l'exercice	337 013 \$	294 986 \$
Bénéfice net applicable aux actions ordinaires	137 097	90 855
	474 110	385 841
Dividendes sur actions ordinaires	(62 368)	(48 828)
Solde à la fin de l'exercice	411 742 \$	337 013 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

États consolidés des flux de trésorerie

FORTIS INC.

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers de dollars)

	2005	2004
Activités d'exploitation		
Bénéfice net applicable aux actions ordinaires	137 097 \$	90 855 \$
Éléments n'affectant pas l'encaisse		
Amortissement – immobilisations, déduction faite des apports à l'appui de la construction	147 222	105 817
Amortissement – immobilisations incorporelles	4 428	3 684
Amortissement – autres	5 972	4 171
Impôts futurs	12 322	9 006
Prestations constituées au titre des avantages sociaux futurs	1 915	1 970
Quote-part (du bénéfice) de la perte, déduction faite des dividendes	(3 426)	3 962
Rémunération à base d'actions	1 569	969
Gain de change non réalisé sur la dette à long terme (note 17)	(2 335)	(1 229)
Part des actionnaires sans contrôle	6 216	5 674
Autres	1 653	67
	312 633	224 946
Variation hors caisse du fonds de roulement de l'exploitation	(9 208)	47 322
	303 425	272 268
Activités d'investissement		
Variation des charges et crédits reportés	(1 550)	(12 673)
Achat d'immobilisations de services publics	(424 754)	(262 546)
Achat de biens productifs	(83 875)	(16 123)
Apports à l'appui de la construction	45 130	17 127
Produit de la vente d'immobilisations de services publics	1 556	702
Acquisitions d'entreprises, déduction faite de l'encaisse acquise (note 21)	(3 258)	(752 735)
Augmentation des placements	(193)	(8)
	(466 944)	(1 026 256)
Activités de financement		
Variation des emprunts à court terme	(132 818)	90 821
Produit de la dette à long terme	348 698	746 646
Remboursement de la dette à long terme et des obligations locatives	(126 411)	(38 533)
Remboursement de la dette prise en charge à la suite d'acquisitions	–	(557 381)
Remboursement des actions privilégiées	(38)	–
Avances (aux) de la part des actionnaires sans contrôle	(596)	722
Émission d'actions privilégiées	–	194 709
Émission d'actions ordinaires	135 253	340 060
Dividendes		
Actions ordinaires	(62 368)	(48 828)
Dividendes versés par des filiales aux actionnaires sans contrôle	(1 803)	(1 686)
	159 917	726 530
Effet du taux de change sur l'encaisse	(185)	(433)
Variation des espèces et quasi-espèces	(3 787)	(27 891)
Espèces et quasi-espèces au début de l'exercice	37 203	65 094
Espèces et quasi-espèces à la fin de l'exercice	33 416 \$	37 203 \$

Renseignements complémentaires aux états consolidés des flux de trésorerie (note 23)

Voir les notes afférentes aux états financiers

1. Description des activités

Nature de l'exploitation

Fortis Inc. (« Fortis » ou la « société ») constitue essentiellement une société de portefeuille internationale diversifiée d'entreprises de services publics œuvrant dans le domaine de l'électricité. Fortis répartit ses activités de services publics d'électricité selon des secteurs correspondant à des zones de concession et, lorsque la réglementation l'exige, selon la nature de ses actifs. Fortis investit également dans la production non réglementée, des immeubles commerciaux et des hôtels, ce qui constitue un secteur d'activité distinct. La répartition par secteurs d'activité permet à la haute direction d'estimer le rendement de chacun et d'évaluer sa contribution aux objectifs à long terme de la société. Chaque secteur d'activité fonctionne de manière autonome et est responsable de ses profits et de ses pertes, ainsi que de l'affectation de ses propres ressources.

Les divers secteurs d'activité de la société, aux fins de l'information financière sectorielle, sont les suivants :

Services publics réglementés au Canada

Les activités des filiales de la société qui œuvrent au Canada dans le domaine des services publics réglementés sont les suivantes :

- a) *Newfoundland Power* : Newfoundland Power est le principal distributeur d'électricité de la province de Terre-Neuve-et-Labrador. Newfoundland Power possède une capacité de production de 146 mégawatts (« MW »), dont 95 MW d'origine hydroélectrique.
- b) *Maritime Electric* : Maritime Electric est le principal distributeur d'électricité de la province de l'Île-du-Prince-Édouard (« Î.-P.-É. »). Maritime Electric possède dans l'île, à Charlottetown et Borden-Carleton, des centrales électriques d'une capacité totale de 150 MW.
- c) *FortisOntario* : FortisOntario fournit un service intégré de distribution d'électricité aux consommateurs de Fort Érié, Cornwall, Gananoque et Port Colborne, en Ontario. FortisOntario exploite la Canadian Niagara Power Inc. (« Canadian Niagara Power ») et la Cornwall Street Railway, Light and Power Company, Limited (« Cornwall Electric »). Les résultats de la Canadian Niagara Power tiennent compte des activités de distribution d'électricité de la société Port Colborne Hydro Inc., qui ont été louées de la Ville de Port Colborne en vertu d'un bail de dix ans signé en avril 2002. FortisOntario possède également une participation de 10 pour cent dans chacune des sociétés Westario Power et Rideau St. Lawrence, entreprises régionales de distribution d'électricité constituées en l'an 2000.
- d) *FortisAlberta* : Fortis a acquis le 31 mai 2004, par le biais d'une filiale indirecte en propriété exclusive, toutes les actions émises et en circulation de la société Aquila Networks Canada (Alberta) Ltd. (cette société a par la suite reçu le nom de « FortisAlberta »). FortisAlberta possède et exploite le système de distribution d'électricité d'une partie substantielle du sud et du centre de l'Alberta.
- e) *FortisBC* : Fortis a acquis le 31 mai 2004, par le biais d'une filiale indirecte en propriété exclusive, toutes les actions émises et en circulation de la société Aquila Networks Canada (British Columbia) Ltd. (cette société a par la suite reçu le nom de « FortisBC »). FortisBC est une entreprise de services publics intégrés qui poursuit son exploitation dans l'intérieur méridional de la Colombie-Britannique. FortisBC possédait à la fin de l'exercice 2005 quatre centrales hydroélectriques d'une puissance combinée de 214 MW, puissance qui atteindra 235 MW au début de 2006. Dans le secteur Services publics réglementés au Canada s'ajoutent aux résultats de FortisBC ceux des services non réglementés d'exploitation, d'entretien et de gestion de la centrale hydroélectrique de 450 MW de Waneta, propriété de Teck Cominco, de la centrale hydroélectrique Brilliant, de 149 MW, propriété conjointe de la Columbia Power Corporation et du Columbia Basin Trust (« CPC/CBT »), de la centrale hydroélectrique de 185 MW Arrow Lakes, propriété de CPC/CBT, et du système de distribution électrique dont la Ville de Kelowna est propriétaire. Depuis le 31 mai 2005, la filiale canadienne de services publics réglementés FortisBC comprend Princeton Light and Power Company, Limited (« PLP »). Fortis, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive indirecte, a acquis le 31 mai 2005 toutes les actions ordinaires et privilégiées émises de PLP. PLP est une entreprise de services publics d'électricité qui dessert environ 3 200 abonnés, principalement à Princeton, en Colombie-Britannique. PLP s'approvisionne actuellement en électricité auprès de FortisBC en vertu d'un contrat d'achat d'électricité.

Services publics réglementés aux Antilles

Les activités des filiales de la société qui œuvrent aux Antilles dans le domaine des services publics réglementés sont les suivantes :

- a) *Belize Electricity Ltd.* est le principal fournisseur d'électricité du Belize, en Amérique Centrale. Fortis détient présentement une participation de 68 pour cent dans Belize Electricity.
- b) *Caribbean Utilities Company, Ltd.* (« *Caribbean Utilities* ») détient le monopole de l'approvisionnement en électricité de l'île Grand Cayman, aux Îles Caïmans. La méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation est utilisée pour comptabiliser la participation de 36,9 pour cent que possède la société dans Caribbean Utilities.

1. Description des activités (suite)

Activités non réglementées – Fortis Generation

Les activités non réglementées de production électrique de la société sont les suivantes, selon leur emplacement :

- a) *Ontario* : Ces installations sont la centrale hydroélectrique Rankine (« Rankine »), d'une puissance de 75 MW, située à Niagara Falls, la centrale de cogénération de 5 MW Cornwall District Heating et six petites centrales hydroélectriques situées dans l'est de l'Ontario et ayant une puissance combinée de 8 MW. Les installations non réglementées de production électrique en Ontario sont exploitées par FortisOntario Inc. et l'ancienne FortisOntario Generation Corporation. FortisOntario Generation Corporation a été amalgamée en janvier 2006 avec CNE Energy Inc.
- b) *Belize* : Ces installations sont les centrales hydroélectriques Mollejon, d'une puissance de 25 MW, et Chalillo, d'une puissance de 7 MW, situées au Belize. Toute la production de cette centrale est vendue à Belize Electricity aux termes d'un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 50 ans. Les centrales hydroélectriques de Belize sont exploitées par la Belize Electric Company Limited (« BECOL »), filiale indirecte en propriété exclusive de la société, en vertu d'un contrat de concession conclu avec le gouvernement du Belize.
- c) *Région centrale de Terre-Neuve* : Par l'entremise de la société en nom collectif Exploits River Hydro (« société Exploits ») conclue entre la société, par le biais de sa filiale indirecte en propriété exclusive CNE Energy Inc., et la Compagnie Abitibi-Consolidated du Canada (« Abitibi-Consolidated »), deux centrales hydroélectriques d'Abitibi-Consolidated situées au centre de Terre-Neuve ont été suréquipées d'une puissance additionnelle de 36 MW. La société détient une participation de 51 pour cent dans la société Exploits et Abitibi-Consolidated détient les 49 pour cent restants. La société Exploits vend sa production à la Newfoundland and Labrador Hydro Corporation (« Newfoundland Hydro ») en vertu d'un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 30 ans.
- d) *Nord de l'État de New-York* : Les installations se composent de quatre centrales hydroélectriques d'une puissance combinée de 23 MW, situées dans le nord de l'État de New-York, exploitées sous licence de la U.S. Federal Energy Regulatory Commission. Ces centrales hydroélectriques sont exploitées par FortisUS Energy Corporation (« FortisUS Energy »), filiale indirecte en propriété exclusive de la société.
- e) *Colombie-Britannique* : Les installations se composent de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau de Walden, d'une puissance de 16 MW, située près de Lillooet, en Colombie-Britannique. Cette centrale vend la totalité de sa production à BC Hydro en vertu d'un contrat à long terme. Cette centrale hydroélectrique est exploitée par la société en nom collectif Walden Power (« SWP »), filiale en propriété exclusive de FortisBC.

Activités non réglementées – Fortis Properties

Fortis Properties possède et exploite des hôtels situés dans six provinces canadiennes et des propriétés immobilières commerciales situées dans les provinces canadiennes de l'Atlantique. Fortis Properties a fait le 1^{er} février 2005 l'acquisition en Alberta et au Manitoba de trois hôtels totalisant environ 650 chambres et 27 000 pieds carrés de salles de réceptions. Compte tenu des nouveaux hôtels, Fortis Properties détient environ 2 900 chambres d'hôtel et environ 2,7 millions de pieds carrés de propriétés immobilières commerciales.

Secteur général

Le secteur général comprend les charges financières liées à la dette de la société, y compris les gains ou les pertes de change, les dividendes sur les actions privilégiées, les autres charges de la société, déduction faite du recouvrement effectué auprès des filiales, les intérêts et divers revenus ainsi que les impôts s'y rapportant.

2. Sommaire des principales conventions comptables

Les états financiers consolidés ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada, y compris certains traitements comptables choisis qui diffèrent de ceux utilisés par des entités non assujetties à la réglementation des tarifs. Le moment choisi pour la constatation de certains éléments de l'actif, du passif, des produits et des charges peut, en raison des exigences de la réglementation, différer de celui auquel on s'attendrait de la part d'entités non assujetties à la réglementation des tarifs utilisant les PCGR du Canada. Ces différences sont décrites ci-dessous à la rubrique « Réglementation », ainsi qu'à la note 4.

Tous les montants présentés sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Réglementation

Newfoundland Power

Newfoundland Power exploite son réseau selon un modèle réglementaire fondé sur le coût du service, comme lui impose de le faire la Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities (« PUB ») en vertu de la *Public Utilities Act*. La PUB doit, entre autres, approuver les tarifs d'abonnement, les dépenses en immobilisations et l'émission des titres de Newfoundland Power. La *Public Utilities Act* accorde également à la société l'occasion de recouvrer tous les coûts raisonnables et prudents engagés dans le but de procurer de l'électricité à sa clientèle, y compris un rendement juste et raisonnable de sa facturation. La détermination

2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

du rendement autorisé prévu de la facturation et des coûts prudents et raisonnables envisagés établi, dans le cadre d'audiences publiques, l'exigence des produits selon laquelle les tarifs des abonnés de Newfoundland Power sont fixés. Une formule automatique d'ajustement, fondée sur l'évolution observée du taux obligataire à long terme du Canada, sert à déterminer annuellement le rendement autorisé pour les années qui précèdent les prochaines audiences publiques ainsi que la grille tarifaire. La formule permet de déterminer le taux approprié de rendement sur le capital qui sert à son tour à déterminer le rendement autorisé de la facturation. Un rendement autorisé sur le capital de 9,24 pour cent a servi en 2005 (9,75 pour cent en 2004) à l'établissement de la grille tarifaire.

Maritime Electric

En décembre 2003, le Gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard a adopté une loi visant à réassujettir *Maritime Electric* à la réglementation traditionnelle du coût des services. *Maritime Electric* est réglementée depuis le 1^{er} janvier 2004 par la *Island Regulatory and Appeals Commission* (« IRAC ») en vertu des dispositions de la *Electric Power Act*. La *Maritime Electric Company Limited Regulation Act* a été abrogée le 1^{er} janvier 2004. En vertu du nouveau modèle réglementaire, les tarifs de base de *Maritime Electric* sont désormais fixés selon les coûts réels et ils comportent un rendement autorisé sur les actifs réglementés. Le rendement de *Maritime Electric* était de 10,24 pour cent en 2005 (10,09 pour cent en 2004). *Maritime Electric* demande que les produits de sa grille tarifaire soient calculés en fonction du coût estimatif du service. Une fois approuvée, la grille tarifaire n'est pas ajustée même si le coût réel du service diffère du coût estimatif, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au compte de report.

FortisOntario

Canadian Niagara Power et *Cornwall Electric* exploitent leur réseau en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité* et la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, telles qu'elles sont administrées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CÉO »). *Canadian Niagara Power* est assujettie à une réglementation fondée sur le coût des services et son bénéfice est réglementé d'après le rendement de la facturation, plus récupération des coûts de distribution autorisés. *Canadian Niagara Power* a déposé en septembre 2005 auprès de la CÉO une demande pour obtenir, à compter du 1^{er} mai 2006, de nouveaux tarifs de distribution d'électricité fondés sur un rendement autorisé de 9,0 pour cent. *Cornwall Electric*, qui échappe à plusieurs exigences de ces lois, est assujettie à un contrat de concession d'une durée de 35 ans signé le 31 juillet 1998 avec la Corporation de la Ville de Cornwall. En vertu de ce contrat de concession, les tarifs sont plafonnés et les variations du coût d'approvisionnement sont transmises à la clientèle. Les exigences relatives au tarif de base sont renégociées chaque année en fonction de l'inflation et de la croissance de la demande et de la clientèle.

FortisAlberta

FortisAlberta est régie par l'Alberta Energy Utilities Board (« AEUB »), conformément à la *Electric Utilities Act* (Alberta), à la *Public Utilities Board Act* (Alberta) et à la *Hydro and Electric Energy Act* (Alberta). L'AEUB régit l'application de ces lois et règlements qui traitent des questions telles les tarifs, les taux, la construction, l'exploitation et le financement. *FortisAlberta* est assujettie à la réglementation du coût des services tel que le prescrit l'AEUB. Les ordonnances de tarification émises par l'AEUB réglementent les produits de *FortisAlberta* de manière à ce qu'ils permettent le recouvrement de tous les frais d'exploitation liés aux activités de distribution et autorisent un rendement des capitaux propres réputés s'appliquer aux actifs réglementés. Le rendement autorisé de *FortisAlberta* était de 9,5 pour cent en 2005 (9,5 pour cent en 2004). L'entreprise demande que les produits de la grille tarifaire soient calculés en fonction du coût estimatif du service. Une fois approuvée, la grille tarifaire n'est pas ajustée même si le coût réel du service diffère du coût estimatif, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au compte de report. Le rendement autorisé de *FortisAlberta* est recalculé chaque année au moyen d'une formule d'ajustement automatique pour effectuer le rajustement selon les modifications prévues du rendement à long terme des obligations du Canada.

FortisBC

FortisBC est réglementée par la *British Columbia Utilities Commission* (« BCUC »), qui tire son autorité de la *Utilities Commission Act* (Colombie-Britannique) et veille à l'application de cette loi, qui couvre des questions telles les tarifs, les taux, la construction, l'exploitation, le financement et la comptabilité. La grille tarifaire de *FortisBC* s'établit, comme le préconise la BCUC, à la fois en fonction du coût des services et à partir d'une formule d'évaluation tarifaire axée sur le rendement (« ÉTR »). L'entreprise dépose auprès de la BCUC une demande relative aux exigences annuelles de produits selon les coûts de service estimatifs comprenant, sans toutefois s'y limiter, les charges d'exploitation, les achats d'électricité, l'amortissement, l'impôt foncier, l'impôt sur le bénéfice, les intérêts sur la dette et le rendement. Le rendement autorisé de *FortisBC* était de 9,43 pour cent en 2005 (9,76 pour cent en 2004). Le processus de l'ÉTR prévoit le partage avec les abonnés des économies réalisées, ou dans certains cas, des dépenses accrues. Le partage ne s'applique qu'à certains éléments des coûts de l'entreprise et il est susceptible de changer à mesure qu'évolue le cadre réglementaire de l'entreprise. Le rendement autorisé de *FortisBC* est recalculé chaque année au moyen d'une formule d'ajustement automatique pour effectuer le rajustement selon les modifications prévues du rendement à long terme des obligations du Canada.

Belize Electricity

Belize Electricity est réglementée par la *Public Utilities Commission* (« PUC ») aux termes de l'*Electricity Act* (Belize), des *Electricity (Tariffs, Charges and Quality of Service Standards) By-Laws* (Belize) et de la *Public Utilities Commission Act* (Belize). En outre, la PUC se charge d'émettre les permis et de surveiller et faire respecter la conformité aux modalités des permis. Au Belize, les

tarifs d'électricité comportent deux volets; le premier est la distribution à valeur ajoutée (« DVA ») et le second est le coût d'approvisionnement en carburant et en électricité (« CACÉ ») qui, lié aux coûts variables de l'électricité, se répercute directement sur les tarifs exigés de la clientèle. Le volet DVA des tarifs autorise l'entreprise à recouvrer à hauteur de 10 à 15 pour cent ses charges d'exploitation, de transport et de distribution, ses impôts, ses frais d'amortissement et son rendement sur l'actif réglementé. Belize Electricity est soumise à des audiences annuelles de tarifs et à une audience intégrale tous les quatre ans, au cours de laquelle la PUC détermine la valeur des volets de la DVA et du CACÉ des tarifs d'électricité et le recouvrement de tout compte de stabilisation tarifaire (« CST »). Le volet DVA du tarif est habituellement réexaminé tous les quatre ans, alors que le volet CACÉ et le recouvrement du CST sont examinés lors de chaque audience annuelle et des audiences d'examen d'événement seuil qui peuvent survenir en tout temps lorsque les reports du CACÉ dans le CST dépassent 3 millions \$BZ.

Espèces et quasi-espèces

Les espèces et les quasi-espèces comprennent l'encaisse et les placements à court terme dont l'échéance est de trois mois ou moins.

Stocks

Les stocks sont évalués au coût ou à la valeur du marché en fonction de la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé de ces deux montants.

Charges et crédits reportés

Les charges et crédits reportés comprennent les coûts reportés du régime de retraite, les charges de financement reportées, les coûts recouvrables et de projet reportés, les emprunts de gestion d'électricité et les autres charges reportées. Les charges de financement reportées sont amorties selon la méthode linéaire pour la durée de la dette connexe. Les coûts récupérables des projets sont amortis selon l'estimation de la vie utile restante des projets. Le coût d'un projet est reporté jusqu'à ce que ce projet soit identifié comme immobilisation, auquel cas le coût est transféré à la rubrique des immobilisations des services publics ou des biens immobiliers productifs de revenu. La durée des emprunts de gestion d'électricité est d'un à cinq ans et leur coût est reporté jusqu'à ce que les emprunts aient été recouverts auprès des abonnés. Les autres charges reportées sont enregistrées au coût historique et sont amorties sur la durée estimée de la vie utile des avantages qu'elles confèrent.

Les charges et crédits reportés comprennent également les gains et les pertes reportés à l'annulation des contrats de swap. Fortis a conclu en décembre 2003 une entente à terme de swap de taux d'intérêt qui a ramené à 5,6 pour cent, sur 200 millions de dollars de l'emprunt à long terme, le taux d'intérêt de l'acceptation bancaire à 90 jours. En octobre 2004, à la conclusion du financement à long terme pour l'acquisition de FortisAlberta et de FortisBC, le contrat à terme de swap de taux d'intérêt a pris fin et le paiement en espèces de 14,1 millions de dollars versés à la fin du swap est amorti sur 10 ans, la durée du financement, selon la méthode linéaire.

En octobre 2004, Fortis a annulé son contrat de swap de devises US en vertu duquel les versements d'intérêts pour les 100 millions de dollars en débetures non garanties de premier rang de la société ont été convertis en versements d'intérêts en dollars US. L'annulation du contrat de swap de devises US a procuré un gain de 4,7 millions de dollars qui est amorti selon la méthode linéaire sur la durée de vie restante des 100 millions de dollars en débetures de premier rang non garanties qui viendront à échéance en octobre 2010.

Immobilisations des services publics et biens productifs

Les immobilisations de Newfoundland Power sont constatées à la valeur approuvée par la PUB au 30 juin 1966 et les ajouts ultérieurs le sont au coût historique. Les immobilisations de toutes les autres filiales de services publics sont constatées au coût historique. Les apports à l'appui de la construction représentent le coût des immobilisations des services publics défrayé par la clientèle et les gouvernements. Ces apports sont comptabilisés à titre de réduction du coût des immobilisations et ils sont réduits annuellement d'un montant égal aux charges d'amortissement des immobilisations s'y rapportant.

Certaines filiales de services publics de la société incluent dans les charges d'amortissement une provision réglementaire pour les coûts futurs d'enlèvement des installations et de restauration du site. Les coûts réels d'enlèvement des installations et de restauration du site engagés sont comptabilisés dans les charges d'amortissement cumulées lorsqu'on dispose des biens. En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts d'enlèvement des installations et de restauration du site seraient passés en charges pendant l'exercice au cours duquel ils sont engagés au lieu d'être répartis sur la vie des biens au moyen des charges d'amortissement. Au 31 décembre 2005, 229,1 millions de dollars (209,1 millions de dollars en 2004) du solde de l'amortissement cumulé résultait de la provision pour les coûts futurs d'enlèvement des installations et de restauration du site chez FortisAlberta. Au 31 décembre 2005, une estimation raisonnable du solde de la provision pour les coûts futurs d'enlèvement des installations et de restauration du site ne peut être effectuée dans le cas de Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisBC en l'absence d'études récentes sur l'amortissement approuvées par les organismes de réglementation respectifs.

Lors de la mise hors service ou de l'aliénation des immobilisations de services publics, le coût, déduction faite du produit de la récupération, est passé en charges à l'amortissement cumulé par certaines filiales de services publics réglementées de la société, tel que l'autorisent les autorités de réglementation, et aucun gain ou perte ne sont reflétés à l'état des résultats. On s'attend à ce que tout gain ou perte crédité ou débité à l'amortissement cumulé sera reflété en charges d'amortissement futur lorsqu'il sera remboursé ou perçu au moyen de la tarification aux abonnés. En l'absence de réglementation des tarifs, tout gain ou perte sur la mise hors service ou la vente d'actifs serait comptabilisé au cours de l'exercice. La perte nette portée au débit de l'amortissement cumulé en 2005 était d'environ 17,2 millions de dollars.

2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

L'entretien et les réparations sont imputés à l'exploitation alors que les renouvellements et les améliorations sont capitalisés.

Certaines filiales de services publics de la société capitalisent les frais généraux qui ne sont pas directement attribuables à des immobilisations spécifiques, mais qui ont trait au programme global d'immobilisations. Les organismes de réglementation déterminent la méthode servant à calculer et à ventiler ces frais généraux. En l'absence de réglementation des tarifs, seuls les frais généraux directement attribuables aux activités de construction seraient capitalisés. Les frais généraux capitalisés (« FGC ») sont imputés aux immobilisations construites et amortis sur leur durée de vie utile estimative. En 2005, les FGC totalisaient 11,8 millions de dollars.

Certaines filiales réglementées de services publics de la société sont également autorisés par leur organisme de réglementation à inclure un élément de capitaux propres dans la moins-value pour les fonds utilisés pendant la construction (« MVFUPC ») comprise dans le coût des immobilisations. Du fait que la MVFUPC comprend à la fois un élément d'intérêt et un élément de capitaux propres, elle dépasse le montant pouvant être capitalisé en pareilles circonstances par des entités non assujetties à la réglementation des tarifs. La MVFUPC est déduite des frais financiers et la MVFUPC capitalisée en 2005 était de 6,7 millions de dollars (note 17), y compris un élément de capitaux propres de 3,3 millions de dollars. La MVFUPC est passée en charges à l'exploitation au moyen des charges d'amortissement réparties sur la durée de vie utile estimative des immobilisations applicables.

FortisAlberta maintient un compte d'ajustement de l'assiette fiscale réglementée, qui représente l'excédent de l'assiette fiscale estimative des immobilisations corporelles de l'entreprise servant à l'établissement des tarifs réglementés sur l'assiette fiscale aux fins de l'impôt. L'ajustement de l'assiette fiscale réglementée est amorti durant la durée de vie estimative des immobilisations corporelles de l'entreprise au moyen d'une compensation de la provision pour amortissement. L'ajustement de l'assiette fiscale réglementée est comptabilisé comme réduction des immobilisations. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2005, les frais d'amortissement ont été réduits de 5 millions de dollars (3,1 millions de dollars pour la période de sept mois terminée le 31 décembre 2005) en raison de l'amortissement de l'ajustement de l'assiette fiscale réglementée.

L'amortissement des immobilisations des services publics est effectué selon la méthode linéaire en fonction de la vie utile estimative des immobilisations. La fourchette des taux d'amortissement varie de 1,4 à 21,9 pour cent. Le taux composé d'amortissement, avant la réduction pour amortissement des apports à la construction, était de 4,0 pour cent en 2005 (3,4 pour cent en 2004).

Les biens productifs, c'est-à-dire les immeubles de bureaux, les centres commerciaux, les hôtels et les terrains, sont comptabilisés au coût historique. Depuis le 1^{er} janvier 2004, de nouvelles recommandations de l'Institut canadien des comptables agréés (« ICCA ») ont à toutes fins utiles supprimé des pratiques comptables spécifiques au secteur immobilier, qui étaient auparavant reconnues en vertu des PCGR du Canada. Pour se conformer à ces nouvelles recommandations, Fortis Properties est passée de la méthode de l'amortissement à intérêts composés à la méthode de l'amortissement linéaire. Cette modification a été adoptée sans retraitement des montants des exercices précédents. Cette modification a eu en 2004 une incidence négative d'environ 2,7 millions de dollars sur le bénéfice après impôts. Les immeubles sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une durée de vie utile estimative de 60 ans. Fortis Properties amortit les cadeaux de bienvenue aux nouveaux locataires sur la durée initiale des baux auxquels ils se rapportent, sauf lorsqu'une réduction de la valeur est nécessaire afin de refléter une dépréciation permanente. La durée des baux varie jusqu'à concurrence de 20 ans.

L'amortissement des immobilisations prenant la forme de projets de construction et du matériel connexe commence lorsque le projet est en grande partie achevé. Le matériel est comptabilisé au coût historique et il est amorti selon la méthode linéaire sur une période allant de 2 à 15 ans.

Placements

Les placements de portefeuille sont comptabilisés selon la méthode de détermination du coût de revient. Les moins-values, qui ne sont pas considérées comme étant temporaires, sont comptabilisées au cours de la période où de telles déterminations sont effectuées.

La société comptabilise son investissement dans Caribbean Utilities selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation. La société examine chaque année ses placements comptabilisés à la valeur de consolidation afin d'identifier toute dépréciation potentielle de leur valeur. Si une dépréciation est découverte, elle sera comptabilisée pour l'exercice au cours duquel la dépréciation a été identifiée.

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles représentent la juste valeur estimative des droits de captation d'eau liés à la centrale hydroélectrique de Rankine, en Ontario, qui ont été achetés lors de l'acquisition des 50 pour cent restants de Canadian Niagara Power. Au 31 décembre 2005, la valeur comptable nette des biens incorporels était de 14,0 millions de dollars, déduction faite de l'amortissement cumulé de 10,9 millions de dollars (18,5 millions de dollars en 2004, déduction faite de l'amortissement cumulé de 6,4 millions de dollars). Depuis le 1^{er} janvier 2004, de nouvelles recommandations de l'ICCA ont à toutes fins utiles supprimé des pratiques comptables spécifiques du secteur qui étaient auparavant reconnues en vertu des PCGR du Canada. Pour se conformer à ces nouvelles recommandations, FortisOntario est passée de la méthode de l'amortissement à intérêts composés à la méthode de l'amortissement linéaire. Cette modification exigée par les recommandations a été adoptée sans retraitement des montants

des exercices précédents. Cette modification n'a pas eu d'incidence négative sur les états financiers de 2004. Les biens incorporels sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie utile estimative des actifs. La société évalue la valeur comptable des biens incorporels pour toute dépréciation potentielle au moyen d'examen et d'analyses continus de la juste valeur marchande et du bénéfice prévu. Si une dépréciation des biens incorporels est découverte, elle sera comptabilisée pendant la période au cours de laquelle elle est constatée.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente, à la date de l'acquisition, l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des montants nets affectés aux actifs individuels acquis et aux passifs assumés réputés liés aux acquisitions commerciales. En 2005, l'écart d'acquisition a diminué de 2,6 millions de dollars lors de la comptabilisation d'un élément d'actif d'impôts futurs résultant de la résolution favorable du redressement par l'Agence du revenu du Canada d'un actif d'impôts qui a été créé lorsque Cornwall Electric a été acquise par un ancien propriétaire. Une réduction complémentaire de 0,5 million de dollars résulte de la finalisation de certains comptes de régularisation des coûts de restructuration relatifs à l'acquisition de FortisAlberta et de FortisBC. Cette réduction a été partiellement compensée par l'écart d'acquisition de 1,2 million de dollars créé lors de l'acquisition de PLP le 31 mai 2005 (note 21). En 2004, l'écart d'acquisition avait augmenté de 448,6 millions de dollars à la suite de l'acquisition de FortisAlberta et de FortisBC.

Conformément aux recommandations de l'ICCA, la société doit effectuer un test annuel de dépréciation et toute dépréciation est imputée au bénéfice. En plus du test de dépréciation annuel, la société en effectue également un autre si un événement se produit ou si les circonstances changent indiquant que la juste valeur d'un élément comptable est inférieure à sa valeur comptable. Aucune charge de dépréciation n'a été comptabilisée pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 (aucune en 2004).

Avantages sociaux futurs des employés

Régimes de retraite à prestations et à cotisations déterminées

La société maintient des régimes de retraite à prestations et à cotisations déterminées, ainsi qu'un régime enregistré d'épargne-retraite (« REÉR ») collectif pour ses employés. Le coût des régimes à cotisations déterminées et du REÉR collectif est passé en charges à mesure qu'il est engagé. L'obligation des prestations constituées et la charge de retraite des régimes à prestations déterminées sont établis par calculs actuariels au moyen de la méthode de calcul en valeurs probables au prorata en fonction des années de service et selon la meilleure évaluation de la direction relative au rendement prévu des placements des régimes, à l'escalade des salaires et au départ à la retraite des employés. À l'exception de Newfoundland Power, les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur. Chez Newfoundland Power, les actifs des régimes de retraite sont évalués selon la méthode de la valeur du marché d'après laquelle le rendement des placements, supérieur ou inférieur au rendement prévu, sont comptabilisés à la valeur des actifs sur une période de trois ans. Le coût des régimes de retraite à cotisations déterminées et des REÉR collectifs est passé en charges lorsqu'il est encouru. L'excédent de tout gain (ou perte) actuariel cumulatif net qui dépasse de plus de 10 pour cent le plus élevé de l'obligation des prestations ou de la juste valeur des actifs du régime (la valeur marchande des actifs du régime de Newfoundland Power) au début de l'exercice, est reporté et amorti, de même que les coûts au titre des services antérieurs non amortis, sur la période de service restante moyenne des employés actifs.

Newfoundland Power a adopté le 1^{er} janvier 2000 de manière prospective les recommandations du chapitre 3461 du *Manuel de l'ICCA*. L'entreprise a donc choisi d'amortir l'obligation transitoire qui en découlait selon la méthode linéaire sur 18 ans, ce qui correspondait à l'époque à la période de service restante moyenne des membres de ce régime.

Chez FortisAlberta, tel qu'approuvé par l'AEUB, le coût du régime de retraite à prestations déterminées est recouvré au moyen des tarifs des abonnés en fonction des cotisations en espèces de l'employeur qui ont été effectuées, alors que le coût du régime à cotisations déterminées est recouvré en fonction du montant déposé conformément aux exigences de financement, moins 1,6 million de dollars, qui ont réduit le report réglementaire des régimes de retraite de FortisAlberta.

L'AEUB a imposé en 2004 à FortisAlberta de financer ses cotisations aux régimes de retraite à prestations et à cotisations déterminées au moyen de l'excédent de son régime de retraite. Ainsi, FortisAlberta n'a perçu aucune somme pour ces charges dans les tarifs de la clientèle. FortisAlberta n'a comptabilisé aucune charge au titre des régimes de retraite en 2004. Du 1^{er} janvier 2005 au 30 juin 2005, les cotisations exigées à l'égard du volet à cotisations déterminées du régime de retraite ont été financées au moyen du surplus du régime de retraite et, par conséquent, aucun montant n'a été perçu au cours de l'exercice à partir des tarifs des abonnés de FortisAlberta pour le volet à cotisations déterminées du régime de retraite.

Dans le cas des régimes à prestations déterminées comme dans celui des régimes à cotisations déterminées, tout écart entre les charges comptabilisées en vertu des PCGR du Canada et celles récupérées auprès des clients par le biais de la grille tarifaire actuelle, mais qui devraient être recouvrées ou remboursées par le biais des futures grilles tarifaires, est assujéti à un report (notes 4 *xiv*) et *xvi*).

Avantages complémentaires de retraite

La société et certaines de ses filiales offrent aussi aux employés des prestations complémentaires de retraite non liées au régime de retraite, par l'entremise de régimes d'avantages définis, comme certaines couvertures d'assurance maladie et dentaire pour les employés admissibles. En outre, la société et certaines filiales procurent une allocation de retraite et un régime supplémentaire de retraite à certains de leurs cadres. L'obligation cumulée en matière de prestations et la valeur des coûts liés à ces autres avantages postérieurs à l'emploi sont établies par des calculs actuariels au moyen de la méthode des prestations prévues, au prorata des années de service et selon les hypothèses les plus probables.

2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

Dans le cas des autres avantages postérieurs à l'emploi, tout écart entre les charges comptabilisées en vertu des PCGR du Canada et celles récupérées auprès des clients par le biais de la grille tarifaire actuelle, mais qui devraient être recouvrées ou remboursées par le biais des futures grilles tarifaires, est assujéti à un report (Note 4 vii)).

Rémunération à base d'actions

La société comptabilise les charges de rémunération à l'émission des options d'achat d'actions en vertu de son régime d'options d'achat d'actions 2002. Les charges de rémunération sont amorties sur la période d'acquisition de 4 ans des options selon la méthode de la juste valeur. Selon la méthode de la juste valeur, les charges de rémunération s'élevaient à 1,6 million de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 (1,0 million de dollars en 2004). L'écriture de compensation est une augmentation du surplus d'apport d'un montant égal aux charges de rémunération annuelles liées à l'émission des options d'achat d'actions. Lors de l'exercice de l'option, son produit est crédité au capital-actions au prix de l'option et la juste valeur des options, telle que précédemment comptabilisée, est reclassée du surplus d'apport au capital-actions. L'exercice des options au-dessous du cours du jour a un effet de dilution sur le capital-actions et les capitaux propres.

Conversion de devises

L'actif et le passif des filiales étrangères, qui sont toutes autonomes, sont convertis aux taux de change en vigueur à la date du bilan. Les gains ou pertes de change non réalisés qui en résultent sont accumulés comme élément distinct des capitaux propres liés aux actions ordinaires au poste « Écart de conversion ». Les produits et les charges sont convertis au taux de change moyen de l'exercice.

L'actif et le passif monétaires libellés en devises sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date du bilan. Les produits et les charges libellés en devises sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les gains et pertes résultant de la conversion sont inclus dans les états des résultats.

Relations de couverture

À partir du 1^{er} janvier 2004, la société a adopté les recommandations de la note d'orientation 13 de l'ICCA qui décrit les exigences d'identification, de désignation, de documentation et du test efficace des relations de couverture afin de satisfaire aux conditions d'application de la comptabilité de couverture de certains instruments financiers. L'adoption de ces recommandations n'a eu aucune incidence sur le bénéfice ou la situation financière de la société au 31 décembre 2005 ou au 31 décembre 2004.

Au 31 décembre 2005, les relations de couverture de la société étaient composées d'un contrat de swap de taux d'intérêt et d'emprunts libellés en dollars US. Les instruments dérivés, tels les swaps de taux d'intérêt, servent uniquement à gérer le risque et non à des fins commerciales. La société désigne chacun des instruments dérivés comme instrument de couverture d'éléments spécifiques d'actif ou de passif du bilan et évalue, à la prise d'effet de la couverture et pendant toute sa durée, si les transactions de couverture compensent efficacement la variation des flux de trésorerie des éléments couverts. Les paiements et les recettes des instruments dérivés désignés qui sont efficaces comme instruments de couverture sont comptabilisés parallèlement à l'élément couvert et dans la même catégorie financière. Si le recours à un instrument dérivé prend fin ou si cet instrument cesse d'être efficace avant son échéance comme instrument de couverture, le gain ou la perte à cette date est reporté et comptabilisé au bénéfice en même temps que l'instrument couvert. Les modifications ultérieures de la valeur de l'instrument dérivé se reflètent dans le bénéfice. Lorsque l'élément couvert désigné est vendu, supprimé ou arrive à échéance avant la cessation de l'instrument dérivé qui lui est jumelé, le gain ou la perte associés à cette date à l'instrument dérivé est constaté dans le bénéfice.

Les placements étrangers de la société sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar US et la société a diminué sa vulnérabilité aux fluctuations des taux de change pour une portion considérable de ses placements étrangers au moyen de débentures en dollars US. La dette actuelle de Fortis libellée en dollars US s'élève à 170 millions de dollars, dont environ 115 millions de dollars US ont été désignés comme instrument de couverture pour les investissements étrangers nets de la société au 31 décembre 2005. En conséquence, les 55 millions de dollars US restants n'ont pas été désignés comme instrument de couverture et les fluctuations de la valeur comptable de cette dette découlant des fluctuations du taux de change seront constatées comme bénéfice à chaque période de présentation.

Impôts sur le bénéfice

À l'exception des modifications décrites ci-dessous pour Newfoundland Power, FortisAlberta et FortisBC, la société et ses filiales utilisent la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur le bénéfice. En vertu de cette méthode, l'actif et le passif d'impôts futurs sont constatés pour tenir compte des écarts entre la valeur fiscale et la valeur comptable de l'actif et du passif ainsi que de l'avantage des pertes qui peuvent être reportées aux années futures aux fins d'impôts et dont il est probable qu'elles se réaliseront. L'actif et le passif d'impôts futurs sont mesurés selon les taux d'imposition en vigueur ou pratiquement en vigueur et selon les lois qui seront en vigueur lorsque l'écart devrait se résorber ou être réglé. L'incidence d'une modification des taux d'imposition sur l'actif et le passif d'impôts futurs est comptabilisée dans le bénéfice durant la période au cours de laquelle survient cette modification. La charge d'impôts exigible de l'exercice est constatée selon les impôts sur le bénéfice estimatif à payer de l'exercice.

La PUB détermine la méthode comptable à utiliser pour les impôts sur le bénéfice de Newfoundland Power. Depuis le 1^{er} janvier 1981, conformément à une ordonnance de la PUB, le passif d'impôts futurs sur le bénéfice de Newfoundland Power est comptabilisé seulement en fonction des écarts temporaires de la déduction pour amortissement en excédent de l'amortissement des immobilisations, à l'exclusion des FGC. Les tarifs actuels des abonnés ne comprennent pas le recouvrement des impôts futurs sur le bénéfice liés à certains écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable de l'actif et du passif aux fins réglementaires, mais ces impôts devraient être perçus au moyen des tarifs futurs des abonnés, lorsque les impôts deviendront payables.

Tel que l'ordonne la BCUC, FortisBC utilise la méthode des impôts exigibles pour l'impôt sur son bénéfice réglementé.

Chez FortisAlberta, comme l'a prescrit l'AEUB en 2005, la charge provinciale d'impôt sur le bénéfice est recouvrée au moyen des tarifs des abonnés en fonction de la méthode des impôts exigibles et la charge fédérale d'impôt sur le bénéfice est récupérée au moyen des tarifs des abonnés selon la méthode modifiée du report variable. Auparavant, FortisAlberta utilisait la méthode des impôts exigibles pour l'impôt provincial et fédéral sur le bénéfice. En vertu de la méthode actuelle modifiée du report variable, les tarifs actuels des abonnés comprennent le recouvrement de l'impôt fédéral futur sur le bénéfice relatif à des écarts temporaires particuliers entre la valeur fiscale et la valeur comptable de l'actif et du passif aux fins réglementaires. En conséquence de la perception d'une partie de l'impôt fédéral futur sur le bénéfice au moyen des tarifs actuels des abonnés, FortisAlberta comptabilise maintenant dans ses états financiers tout l'impôt fédéral futur sur le bénéfice. La société a établi un passif réglementaire égal au montant de l'impôt fédéral futur sur le bénéfice qui a été constaté dans ces états financiers, mais qui n'a pas encore été reflété dans les tarifs des abonnés. Ces montants seront reflétés dans les tarifs futurs des abonnés comme résorption d'écart temporaire (note 4 xiii)). FortisAlberta continue de comptabiliser ses impôts futurs sur le bénéfice pour certains montants reportés lorsque les impôts futurs sur le bénéfice ne seront pas perçus au moyen des tarifs futurs des abonnés.

Les entités non assujetties à la réglementation des tarifs constatent généralement l'actif et le passif d'impôts futurs selon l'écart entre la valeur fiscale et la valeur comptable de l'ensemble de l'actif et du passif. Si cette méthode était appliquée à Newfoundland Power, FortisAlberta et FortisBC, le passif et l'actif d'impôts futurs auraient augmenté respectivement d'environ 126,2 millions de dollars et 29,0 millions de dollars au 31 décembre 2005 (120,6 millions de dollars et 77 millions de dollars au 31 décembre 2004).

Constatation des produits

Les produits tirés des ventes d'électricité de Newfoundland Power et de Belize Electricity sont constatés lorsque les factures mensuelles sont émises aux clients, tel que le permettent les organismes de réglementation. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits seraient constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. L'écart entre les produits comptabilisés sur la base de la facturation par rapport à la méthode de la comptabilité d'exercice est comptabilisé au bilan à titre de passif réglementaire (note 4 xv)). Comme l'a autorisée la PUB en décembre 2005, Newfoundland Power est passée depuis le 1^{er} janvier 2006 de la comptabilisation des produits sur la base de la facturation à la méthode de la comptabilité d'exercice.

Les produits tirés de la vente d'électricité de Maritime Electric, FortisOntario, FortisAlberta et FortisBC sont constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice, qui comprend l'estimation de la valeur de l'électricité que les abonnés ont consommée au cours de l'exercice, mais qui a été facturée après sa fin. Dans le cas de FortisAlberta, les produits et les charges du transport sont constatés au montant net à la rubrique « Autres produits ».

Toutes les filiales non réglementées de production électrique de Fortis constatent les produits selon la méthode de la comptabilité d'exercice.

Les produits tirés de l'hôtellerie sont constatés lors de la prestation de service.

Les produits de l'immobilier sont tirés de la location de locaux pour le commerce de détail et d'espaces de bureau pour des périodes variables. Les baux sont principalement nets et les locataires paient le tarif de base plus une part au prorata des frais généraux déterminés. Certains locataires du commerce de détail paient un loyer supplémentaire selon un certain pourcentage de leurs ventes. Les frais récupérés auprès des locataires sont comptabilisés à titre de produits.

Depuis le 1^{er} janvier 2004, Fortis Properties a adopté les nouvelles recommandations de l'ICCA qui interdisent certaines pratiques comptables propres au secteur immobilier, qui étaient auparavant reconnues en vertu des PCGR du Canada. Afin de se conformer à ces recommandations, Fortis Properties a constaté au bénéfice les hausses de loyer prévues par les baux à long terme selon la méthode linéaire sur la durée du bail. Cette modification dans la constatation des produits n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers de 2004.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Depuis le 1^{er} janvier 2004, la société a adopté rétroactivement les recommandations de l'ICCA sur la comptabilisation de la mise hors service d'immobilisations. Les recommandations exigent que le total des coûts de mise hors service d'immobilisations soit constaté comme un passif à la juste valeur, avec une augmentation correspondante des immobilisations corporelles. La société constate les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations au cours des exercices pendant lesquels elles ont été encourues si une estimation raisonnable de la juste valeur peut être déterminée.

2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

Malgré le fait que la société sera légalement tenue de mettre hors service certains actifs corporels de longue durée, le délai final de suppression des actifs corporels de longue durée de la société comportant l'obligation de mise hors service ne peut pas être raisonnablement déterminé pour le moment, puisque ces actifs corporels sont exploités à perpétuité. Aucune obligation de mise hors service d'immobilisations n'a de ce fait été constatée. Une obligation de mise hors service des immobilisations et une compensation des immobilisations seront comptabilisées lorsque l'échéancier et le montant pourront être raisonnablement estimés.

Dépréciation des actifs à long terme

Depuis le 1^{er} janvier 2004, la société a adopté à l'avance les recommandations de l'ICCA sur la comptabilisation relative à la dépréciation des actifs à long terme. Une dépréciation des actifs corporels, des actifs incorporels à durée de vie limitée, des coûts d'exploitation reportés et des frais à long terme payés d'avance est constatée comme bénéfique lorsque la valeur comptable de l'actif dépasse le total des flux de trésorerie auquel on pourrait s'attendre de son utilisation et de sa disposition éventuelle. La perte de dépréciation est calculée comme l'écart entre la valeur comptable et la juste valeur de l'actif, et elle est déterminée en utilisant les techniques de valeur actualisée. La dépréciation des actifs à long terme n'a pas eu d'incidence sur les états financiers pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004.

La valeur résiduelle des actifs de la centrale Rankine, située sur la rivière Niagara, a été réduite en 2005 à la suite de la mise en œuvre du contrat d'échange de Niagara (« CÉN »). En vertu du CÉN, FortisOntario cède de manière irrévocable à Ontario Power Generation Inc. (« OPGI ») ses droits de captation d'eau dans la rivière Niagara et OPGI approvisionnera FortisOntario en électricité jusqu'au 30 avril 2009, à hauteur de 75 MW, en échange de la promesse par FortisOntario de ne plus chercher à renouveler ses droits de captation. Cette réduction totalisait 1,7 million de dollars (1,1 million de dollars après impôt) en 2005.

Entités à détenteurs de droits variables

La société a adopté, à compter du 1^{er} janvier 2005, les recommandations de l'ICCA relatives à la comptabilité des entités à détenteurs de droits variables, conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-15 (« NOC-15 »). La société a effectué l'examen de ses arrangements commerciaux avec d'autres entités et elle a conclu que les entités n'exigent pas la consolidation et qu'il n'est pas nécessaire de divulguer des détenteurs de droits variables en vertu des exigences de la NOC-15. L'adoption de la NOC-15 n'a donc pas eu d'incidence sur les états financiers.

Utilisation des estimations comptables

La préparation des états financiers conformément aux PCGR du Canada exige que la direction fasse des estimations et des hypothèses qui affectent les montants divulgués de l'actif et du passif et la présentation des éléments d'actif et de passif éventuels à la date des états financiers, ainsi que les montants divulgués des produits et des charges pour les périodes de divulgation. Les résultats réels pourraient différer des estimations actuelles. Certaines estimations sont nécessaires, car les milieux réglementaires au sein desquels les filiales de services publics de la société exercent leurs activités exigent souvent que ces montants soient comptabilisés à leur valeur estimative jusqu'à ce qu'ils soient déterminés, conformément aux décisions réglementaires ou aux autres processus de réglementation. Ces estimations sont révisées de temps à autre et, lorsque des ajustements deviennent nécessaires, elles sont constatées comme produits pour la période au cours de laquelle elles ont été découvertes.

3. Modification de la présentation

Comptabilité des activités à tarifs réglementés

Le Conseil des normes comptables (« CNC ») de l'ICCA a publié la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-19 (« NOC-19 ») sur la divulgation par les entités assujetties à la réglementation tarifaire. La NOC-19 exige la divulgation relativement à la nature et aux effets de la réglementation tarifaire, ainsi que des renseignements complémentaires sur la manière dont la réglementation tarifaire a affecté les états financiers de l'entité. La société a adopté la NOC-19 pour son exercice terminé le 31 décembre 2005. L'adoption de la NOC-19 n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice net de la société. Par suite de l'adoption de la NOC-19, Fortis a modifié la base de présentation de certains de ses actifs et passifs et a retraité certains chiffres comparatifs de 2004. Fortis déclare désormais séparément les actifs et les passifs suivants et ne les déduit plus : i) les actifs réglementés des autres avantages postérieurs à l'emploi (« AAPE ») et les obligations connexes accumulées des AAPE; ii) les actifs au titre des prestations de retraite constituées et le report de retraite réglementaire; iii) les montants accumulés pour les produits non encore facturés et le passif réglementaire connexe; et iv) les immobilisations des services publics, les obligations locatives et les coûts reportés de location en vertu de la réglementation. L'incidence de cette modification sur la base de la présentation a été une augmentation de 33,4 millions de dollars des actifs réglementés à long terme (26,5 millions de dollars en 2004), une hausse de 31,3 millions de dollars en crédits reportés (25,1 millions de dollars en 2004), un accroissement de 5,1 millions de dollars des charges reportées (7,5 millions de dollars en 2004), une augmentation de 32,8 millions de dollars des passifs réglementés à long terme (34,9 millions de dollars en 2004), une hausse de 27,8 millions de dollars des débiteurs (27,4 millions de dollars en 2004), un accroissement de 23,7 millions de dollars des immobilisations des services publics (24,6 millions de dollars en 2004), une augmentation de 25,5 millions de dollars de la dette à long terme et des obligations locatives (25,8 millions de dollars en 2004) et une hausse de 0,2 million de dollars des versements actuels de la dette à long terme et des obligations locatives (0,2 million de dollars en 2004) (note 4).

Dividendes sur actions privilégiées

La société a modifié au 31 décembre 2005 la base de présentation dans l'état des résultats des dividendes sur actions privilégiées. Les dividendes sur actions privilégiées sont maintenant présentés dans les charges financières avant « Bénéfice avant impôts » au lieu d'être présentés sous « Bénéfice net avant la part des actionnaires sans contrôle et dividendes sur actions privilégiées » dans l'état des résultats. Cette modification de la présentation a été adoptée rétroactivement avec retraitement des chiffres comparatifs.

4. Actif et passif réglementés

L'actif et le passif réglementés découlent du processus d'établissement de la grille tarifaire. L'actif réglementé représente les produits futurs associés à certains frais, encourus pendant l'exercice ou les exercices précédents, qui seront récupérés ou dont on s'attend qu'ils soient récupérés auprès de la clientèle au cours d'exercices futurs par l'entremise du processus d'établissement de la grille tarifaire. Le passif réglementé représente les réductions ou les augmentations plafonnées des produits associées aux montants qui seront ou dont on s'attend qu'ils soient remboursés à la clientèle par l'entremise du processus d'établissement de la grille tarifaire.

Tous les montants reportés à titre d'actif et de passif réglementés sont assujettis à l'approbation des autorités de réglementation. Ces autorités pourraient donc modifier les montants assujettis au report et la modification serait alors reflétée dans les états financiers. Certaines périodes de recouvrement et de règlement restantes sont prévues et les périodes de recouvrement ou de règlement réelles pourraient différer d'après l'approbation réglementaire. Selon les ordonnances ou les décisions antérieures, actuelles ou futures prévues, la société a comptabilisé les montants suivants qu'elle prévoit recouvrer auprès de ses abonnés ou leur rembourser au cours des périodes futures :

Actif réglementé

<i>(en milliers de dollars)</i>	2005	2004	Période restante de recouvrement (années)
Report des charges d'Alberta Electric System Operator <i>i)</i>	11 778 \$	– \$	
Actif d'impôt municipal <i>ii)</i>	6 879	6 100	
CSTCÉ et CSTO <i>iii)</i>	5 004	6 358	
Compte de stabilisation tarifaire <i>iv)</i>	2 405	2 663	
Report du coût de l'électricité <i>v)</i>	2 225	2 152	
Mécanisme d'ajustement du coût de l'électricité (avant 2004) <i>vi)</i>	1 500	2 500	
Mécanisme d'ajustement du coût de l'électricité (après 2003) <i>vi)</i>	–	2 725	
Autres <i>xii)</i>	3 498	2 184	
Actif réglementé à court terme	33 289 \$	24 682 \$	1
Actif réglementé des autres avantages postérieurs à l'emploi <i>vii)</i>	29 401 \$	23 291 \$	Indéterminable
Mécanisme d'ajustement du coût de l'électricité (avant 2004) <i>vi)</i>	15 284	16 784	Indéterminable
CSTCÉ et CSTO <i>iii)</i>	11 979	1 953	Voir 4 iii)
Compte de stabilisation des effets climatiques <i>viii)</i>	10 100	10 477	Voir 4 viii)
Coût de gestion de l'électricité <i>ix)</i>	5 703	4 826	8
Coût des baux <i>x)</i>	3 786	3 177	18 à 29
Dépenses en immobilisations – centrale de Pointe Lepreau <i>xi)</i>	2 801	3 361	Indéterminable
Autres <i>xii)</i>	3 261	2 759	2 à 19
Actif réglementé à long terme	82 315 \$	66 628 \$	

4. Actif et passif réglementés (suite)

Passif réglementé

<i>(en milliers de dollars)</i>	2005	2004	Période de remboursement (années)
Passif d'impôt municipal <i>ii)</i>	10 966 \$	10 187 \$	
Mécanisme d'ajustement du coût de l'électricité (après 2003) <i>vi)</i>	3 343	–	
Report des charges d'Alberta Electric System Operator <i>i)</i>	–	1 643	
Passif d'impôts futurs réglementé <i>xiii)</i>	900	–	
Report réglementé relatif au régime de retraite <i>xiv)</i>	524	1 664	
Autres <i>xvi)</i>	3 659	5 753	
Passif réglementé à court terme	19 392 \$	19 247 \$	1
Passif d'impôts futurs réglementé <i>xiii)</i>	52 899 \$	– \$	2
Passif des produits non facturés <i>xv)</i>	27 760	27 356	Indéterminable
Report réglementé relatif au régime de retraite <i>xiv)</i>	5 065	7 519	8
Autres <i>xvi)</i>	1 056	–	Voir 4 <i>xvi)</i>
Passif réglementé à long terme	86 780 \$	34 875 \$	

i) Report des charges d'Alberta Electric System Operator (« AESO »)

FortisAlberta maintient un compte de report des charges d'AESO représentant les charges engagées en excédent des produits perçus relatifs à divers éléments, tel le coût de transport engagé et facturé aux abonnés, qui sont assujetties au report. Ce compte comprend également le report de l'apport versé à l'AESO, certains avenants et autres charges diverses liés à la période allant de 2003 à 2005. Dans la mesure où les coûts réels qui ont été engagés dépassent le montant des produits perçus, les coûts excédentaires ont été reportés comme actif réglementé et ils seront comptabilisés lorsqu'ils seront perçus au moyen des futures grilles tarifaires. S'il arrivait que le montant des produits perçus auprès des abonnés pour ces éléments dépassent les coûts réels engagés, l'excédent serait reporté à titre de passif réglementé. Ce passif sera remboursé aux abonnés au moyen d'une réduction des futures grilles tarifaires ou il sera comptabilisé lorsque les coûts seront engagés. Le dépôt du report de 2004 a été effectué le 22 septembre 2005. Le dépôt relatif au report des charges d'AESO pour 2005 ne sera effectué qu'en 2006. Une fois approuvés, ces montants devraient être perçus auprès des abonnés par le biais d'un avenant d'ajustement du coût du transport et ces coûts reportés seront alors comptabilisés. En l'absence de réglementation des tarifs, FortisAlberta aurait comptabilisé 13,4 millions de dollars de moins en autres produits en 2005.

ii) Actif et passif d'impôt municipal

Comme l'autorise la PUB, Newfoundland Power, a prédéterminé un pourcentage de ses produits d'électricité de l'exercice afin de couvrir la taxe d'affaires et l'impôt foncier accumulés de l'exercice suivant, tels qu'ils doivent être perçus auprès des abonnés et payés aux municipalités. L'actif, déduction faite des montants déjà perçus auprès des abonnés au cours de l'exercice, est classé comme actif réglementé à court terme. Le passif de 11,0 millions de dollars au 31 décembre 2005 (10,2 millions de dollars en 2004) est classé à titre de passif réglementé à court terme. En l'absence de réglementation des tarifs, ces soldes feraient l'objet d'un redressement sans incidence sur le bénéfice net.

iii) Comptes de stabilisation tarifaire en fonction du coût de l'électricité et de l'ouragan (CSTCÉ et CSTO)

La PUC a autorisé Belize Electricity à reporter l'excédent devant être recouvré auprès de la clientèle, ou les réductions devant lui être remboursées, des coûts en carburant, de l'approvisionnement en électricité et de l'exploitation et de l'entretien des centrales au diesel, en plus des intérêts sur le solde des comptes. Le compte de stabilisation tarifaire en fonction du coût de l'électricité (« CSTCÉ ») a été créé afin de réglementer la manière de transmettre à sa clientèle ces charges excédentaires ou ces réductions des coûts. De même, la PUC a autorisé la création d'un compte de stabilisation tarifaire lié aux ouragans (« CSTO ») afin de réglementer la manière de transmettre à la clientèle les coûts ou les remboursements liés aux dommages des ouragans. Le taux de recouvrement ou de rabais est calculé le 1^{er} juillet de chaque année en fonction du solde du CSTCÉ et du CSTO à la fin de l'exercice précédent, mais peut également être ajusté en tout temps lorsqu'il atteint un certain seuil. Un nouveau seuil de 1,7 million de dollars (3,0 millions \$BZ), qui a pris effet le 1^{er} juillet 2005, a été établi pour le CSTCÉ; la grille tarifaire pourra être ajustée lorsque les nouveaux reports au CSTCÉ atteindront ce seuil. Les ajustements tarifaires résultant de l'atteinte d'un seuil peuvent comprendre des ajustements au volet tarifaire du coût d'approvisionnement en carburant et en électricité (« CACÉ »), ainsi qu'une surcharge de recouvrement du CSTCÉ. En l'absence de réglementation des tarifs, le coût de l'électricité et celui de l'effet des ouragans seraient passés en charges pendant l'exercice au cours duquel ils sont engagés. En 2005, 15,7 millions de dollars (26,0 millions \$BZ) de coût excédentaire de l'électricité, y compris les intérêts, et de coûts liés à l'ouragan Ivan ont été reportés alors que 6,4 millions de dollars (10,6 millions \$BZ) ont été recouverts par le biais de la grille tarifaire.

La PUC réglemente le recouvrement du solde du CSTCÉ et du CSTO. Elle a approuvé le recouvrement intégral, d'ici le 30 juin 2009, des soldes en souffrance au 1^{er} juillet 2005. En octobre 2005, les reports au CSTCÉ ont atteint le seuil et Belize Electricity a déposé le 20 décembre 2005 auprès de la PUC une demande d'ajustement tarifaire afin de recouvrer l'excédent de ces reports et d'augmenter le volet CACÉ de la tarification. La PUC a approuvé par la suite une augmentation moyenne de 13 pour cent des tarifs à compter du 1^{er} janvier 2006. La PUC examinera les soldes ultérieurs à l'occasion de ses futures demandes annuelles d'ajustement tarifaire ou d'événements seuils, et le recouvrement dépendra de la situation future de l'exploitation, qui ne peut être déterminée pour le moment.

iv) *Compte de stabilisation tarifaire*

Newfoundland Power possède un compte de stabilisation tarifaire qui renvoie à la clientèle les fluctuations du coût et des quantités de carburant que consomme Newfoundland Hydro afin de produire l'électricité vendue à la société. L'activité de ce compte n'a aucune incidence sur le bénéfice net de Newfoundland Power. Le 1^{er} juillet de chaque année, les tarifs facturés à la clientèle sont recalculés pour refléter les modifications de ce compte d'une année à l'autre. En l'absence de réglementation des tarifs, ces charges seraient comptabilisées de manière semblable, mais le montant recouvré et la période de recouvrement ne seraient pas assujettis à l'approbation réglementaire. Cet actif réglementé n'est pas assujetti à un rendement réglementaire.

v) *Report du coût de l'électricité*

Ce report du coût de l'électricité représente le solde restant du coût de l'électricité que FortisAlberta a engagé en 2000 relativement à ses anciennes activités de détail en excédent des montants récupérés auprès des abonnés. Comme le lui demande l'AEUB, FortisAlberta soumettra de nouveau en 2006 une demande de régularisation afin de percevoir auprès des abonnés le solde restant du coût reporté. En l'absence de réglementation des tarifs, la société aurait comptabilisé ces coûts pendant l'exercice au cours duquel ils ont été engagés et aucun montant n'aurait été constaté au bilan. Le solde du coût reporté sera comptabilisé lorsque ce dernier sera perçu au moyen de la tarification.

vi) *Mécanisme d'ajustement du coût de l'électricité (« MACÉ »)*

Jusqu'au 31 décembre 2003, Maritime Electric a utilisé un MACÉ afin de compenser l'effet des fluctuations du coût de l'électricité dont l'amplitude dépasse 0,05 \$ par kilowattheure (« kWh »). Maritime Electric avait également recours à un compte d'ajustement du coût du capital pour ajuster le bénéfice de manière à obtenir le rendement désiré sur la valeur moyenne des actions ordinaires. En l'absence de réglementation des tarifs, ces éléments auraient été comptabilisés pendant la période au cours de laquelle ils sont survenus. En vertu de la nouvelle loi entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2004, l'IRAC a émis une ordonnance qui autorise Maritime Electric à recueillir 1,5 million de dollars et 2,5 millions de dollars respectivement de ces frais récupérables pour les exercices financiers de 2004 et de 2005. La société a déposé le 31 janvier 2006 auprès de l'IRAC une demande d'autorisation visant l'amortissement de 1,5 million de dollars en 2006 et de 1,3 million de dollars en 2007 de ces coûts recouvrables antérieurs à 2004. La période restante de recouvrement de l'actif est indéterminable, étant donné qu'elle est assujettie à un examen et une autorisation réglementaires futurs. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits auraient été de 2,5 millions de dollars plus élevés en 2005.

À compter de 2004, l'IRAC a autorisé le recouvrement auprès des abonnés ou le remboursement à ces derniers du coût de l'électricité supérieur ou inférieur au montant approuvé de 6,73 cents le kWh, au cours d'une période renouvelée de 18 mois, en vertu de l'application d'un nouveau MACÉ. En 2005, l'IRAC a prolongé jusqu'au 30 juin 2006 ce nouveau MACÉ, alors qu'il pourra être remplacé par un MACÉ reflétant la diminution du nombre de catégories des coûts énergétiques, tel que l'a déterminé l'IRAC. Ces montants retirés du compte du MACÉ seraient recouvrables au moyen de la grille tarifaire de base. En l'absence de réglementation des tarifs, le coût d'approvisionnement en électricité serait passé en charges pendant la période au cours de laquelle il est engagé et le coût de l'électricité aurait été plus bas de 5,7 millions de dollars en 2005. Au 31 décembre 2004, le coût du MACÉ d'après 2003 a été classé à titre d'actif réglementé à court terme. Au 31 décembre 2005, le coût du MACÉ d'après 2003 a été classé comme passif réglementé à court terme, puisqu'il est prévu que les montants dus à la clientèle seront remboursés en deçà d'un an.

vii) *Actif réglementé des autres avantages postérieurs à l'emploi (« AAPE »)*

Chez Newfoundland Power et, avant 2005, chez FortisAlberta et FortisBC, la charge décaissée destinée à procurer les AAPE est ou était perçue à même les tarifs des abonnés, tel que le permettent les autorités de réglementation. En 2005, comme l'autorise la BCUC, le recouvrement du coût des AAPE auprès des clients de FortisBC comprend la charge décaissée, plus le recouvrement partiel du coût accumulé intégral des AAPE. En 2005, tel que l'autorise l'AEUB, le recouvrement du coût des AAPE auprès des abonnés de FortisAlberta est calculé selon la méthode de la comptabilité d'exercice. L'actif réglementé des AAPE représente la partie reportée de la charge des avantages de Newfoundland Power, FortisAlberta et de FortisBC qui devrait être recouvrée au moyen des futures grilles tarifaires. Lors de leur recouvrement auprès de la clientèle, ces charges reportées seront comptabilisées au bénéfice. De plus, chez FortisAlberta, la tarification des abonnés comprend en 2005 la partie antérieurement reportée du coût des AAPE. En l'absence de réglementation des tarifs, les charges d'exploitation auraient été de 6,0 millions de dollars supérieures en 2005, alors que la charge des avantages aurait été constatée selon la méthode de la comptabilité d'exercice, telle qu'établie par calculs actuariels, sans report des coûts comptabilisés au bilan. Cet actif réglementé n'est pas assujetti à un rendement réglementaire.

4. Actif et passif réglementés (suite)

Newfoundland Power est tenue, avant sa prochaine demande de fixation du tarif général d'électricité (« DFTG »), de déposer auprès de la PUB un rapport traitant de la possibilité de remplacer par la comptabilité d'exercice sa méthode actuelle approuvée qui consiste à passer en charges pendant la période au cours de laquelle ils sont payés le coût des AAPE.

viii) *Compte de normalisation des effets climatiques*

La PUB a ordonné à Newfoundland Power de créer un compte de normalisation des effets climatiques afin de compenser l'effet des variations climatiques et du débit des cours d'eau par rapport aux moyennes à long terme. Ce compte permet de diminuer d'une année à l'autre la volatilité du bénéfice de Newfoundland Power qui découlerait autrement de telles fluctuations des produits et de l'approvisionnement en électricité. La méthodologie de ce compte prévoit que ces variations se corrigeront d'elles-mêmes avec le temps. En l'absence de réglementation des tarifs, ces fluctuations seraient comptabilisées au bénéfice pendant la période au cours de laquelle elles surviennent.

Dans le cadre de la DFTG de 2003 de Newfoundland Power, on a déterminé que 5,6 millions de dollars du solde de ce compte ne devraient pas être réduits avec le temps. Cette partie irréversible du solde est en cours d'amortissement et de recouvrement au moyen de la grille tarifaire selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de cinq ans se terminant en 2007. Cet amortissement augmente le coût d'approvisionnement en électricité d'environ 1,7 million de dollars par an et diminue la charge de l'impôt sur le bénéfice d'approximativement 0,6 million de dollars par an, pour une réduction nette d'environ 1,1 million de dollars par an de la partie irréversible du solde du compte.

À l'exclusion de la partie irréversible, la période de recouvrement du compte de normalisation des effets climatiques ne peut être déterminée, puisqu'elle dépend des conditions futures du climat et de l'hydraulicité. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits et le coût d'approvisionnement en électricité en 2005 auraient été respectivement inférieurs de 10,6 millions de dollars et de 11,2 millions de dollars.

ix) *Coût de gestion de l'électricité*

FortisBC procure des services de gestion de l'électricité visant à promouvoir auprès de ses abonnés des programmes d'efficacité énergétique. Comme l'exige une ordonnance de la BCUC, la société a capitalisé toutes ses charges (à l'exception de certains coûts définis) et elle les a amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire à 12,5 pour cent par an. En l'absence de réglementation des tarifs, le coût des services de gestion de l'électricité aurait été passé en charges pendant la période au cours de laquelle il a été engagé, ce qui aurait augmenté en 2005 de 2,4 millions de dollars les charges d'exploitation et d'entretien, réduit de 1,0 million de dollars les charges d'amortissement et diminué de 0,8 million de dollars l'impôt sur le bénéfice. L'actif réglementé représente le solde non amorti du coût du programme de services de gestion de l'électricité.

x) *Coût des baux*

Le 15 juillet 2003, FortisBC a commencé à exploiter le poste de transformation Brilliant (« PTB ») en vertu d'une entente qui expire en 2056 (à moins que l'entreprise ne la résilie en exerçant, en tout temps après la date anniversaire de l'entente en 2029, son droit de donner un préavis de résiliation de 36 mois) (« obligation du PTB ») (notes 10 et 25). Cette entente prévoit que FortisBC paiera une charge liée au recouvrement du coût en capital du PTB et des charges d'exploitation connexes. Le coût en capital du PTB, le coût de financement de l'obligation du PTB et les coûts d'exploitation connexes ne sont pas recouverts intégralement par la société dans sa grille tarifaire actuelle, car cette grille tient uniquement compte des versements du bail du PTB selon la comptabilité de caisse. Sur le solde du report réglementé du coût du bail au 31 décembre 2005, 2,1 millions de dollars (1,4 million de dollars en 2004) représentent le report du coût du bail qui devrait être recouvert au moyen des futures grilles tarifaires. En l'absence de réglementation des tarifs, l'amortissement du PTB et des intérêts de l'obligation du PTB aurait été comptabilisé, ce qui aurait fait augmenter en 2005 de 2,2 millions de dollars les intérêts débiteurs, baisser en 2005 de 2,4 millions de dollars les charges d'exploitation et d'entretien et augmenter en 2005 de 0,9 million de dollars les charges d'amortissement.

En vertu d'un contrat de cession-bail daté du 29 septembre 1993, FortisBC a loué pour 30 ans (note 25) l'immeuble de bureaux qu'elle occupe à Trail, en Colombie-Britannique. La société comptabilise ce bail comme bail d'exploitation. Les modalités de cette entente exigent des paiements échelonnés croissants. Comme le prescrit la BCUC, FortisBC recouvre auprès de ses abonnés le loyer de l'immeuble de bureaux de Trail et elle constate le coût du bail selon la méthode de la comptabilité de caisse. En l'absence de réglementation des tarifs, le coût du bail serait comptabilisé selon la méthode de l'amortissement linéaire, ce qui ne changerait aucunement les charges constatées en 2005, car le loyer calculé selon la méthode de la comptabilité de caisse aurait égalé pour l'exercice actuel celui constaté la méthode de l'amortissement linéaire. Sur le solde du report réglementé du coût du bail au 31 décembre 2005, 1,7 million de dollars (1,8 million de dollars en 2004) représentent le report du coût du bail qui devrait être recouvert au moyen des futures grilles tarifaires, à mesure que les versements échelonnés du loyer augmenteront. L'actif réglementé du coût reporté du bail n'est pas assujéti à un rendement réglementaire.

xi) Dépenses en immobilisations – centrale nucléaire de Pointe Lepreau, (« centrale de Pointe Lepreau »)

Maritime Electric a comptabilisé en 2001 un actif reporté d'environ 6,0 millions de dollars relativement à la dépréciation de 450 millions de dollars de la centrale de Pointe Lepreau effectuée en 1998 par Énergie New Brunswick (« Énergie NB »), à la suite de l'entente de transfert de droits entre ces deux entreprises. En vertu des dispositions de la *Electric Power Act*, Maritime Electric est autorisée depuis le 1^{er} janvier 2004, selon les modalités et les échéances déterminées par l'IRAC, à recouvrer ces coûts reportés. L'IRAC a émis deux ordonnances autorisant l'amortissement continu de l'actif reporté en fonction de la durée de vie utile estimative de la centrale de Pointe Lepreau, qui sera prolongée jusqu'en 2035 après sa remise en état prévue en 2008. En l'absence de réglementation des tarifs, les charges d'amortissement en 2005 auraient été inférieures de 0,6 million de dollars.

xii) Autres actifs réglementés

Les autres actifs réglementés, à court ou à long termes, se rapportent principalement à FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power.

Les autres actifs réglementés de FortisAlberta sont liés aux coûts d'auto-assurance, aux coûts des audiences tarifaires, au coût reporté du bail d'immeubles et à la charge de l'impôt futur sur le bénéfice. Lorsque l'entreprise en aura reçu l'autorisation de la part de l'AEUB, ces charges seront comptabilisées au bénéfice lorsqu'elles seront perçues au moyen des futures grilles tarifaires. En l'absence de réglementation des tarifs, ces coûts auraient été passés en charges pendant la période au cours de laquelle ils sont engagés, ce qui aurait augmenté les charges d'exploitation et réduit les produits respectivement de 1,6 million de dollars et de 0,1 million de dollars. Ces actifs devraient être recouverts en 2006.

Les autres actifs réglementés de FortisBC comprennent les coûts reportés, comme l'autorise la BCUC, liés à l'élaboration d'un plan à long terme de réseau de transport et de distribution, renouvelant l'accord relatif à la centrale du canal Kootenay, avec BC Hydro, Teck Cominco et CPC/CBT, ainsi que les audiences tarifaires annuelles. Les autres actifs réglementés de FortisBC comprennent également le solde des incitatifs du mécanisme d'ÉTR. Le cadre réglementaire de FortisBC comporte un mécanisme d'ÉTR autorisant le recouvrement auprès des abonnées ou le remboursement à ces derniers d'une partie de certaines augmentations ou diminutions des coûts par rapport à ceux qui ont servi à établir la grille tarifaire. La disposition finale des montants reportés à titre d'actif ou de passif d'incitatifs réglementés d'ÉTR est déterminée par le mécanisme de partage avec la clientèle approuvé par la BCUC. Le solde des autres actifs réglementés de FortisBC sera recouvert au moyen des futures grilles tarifaires, tel que l'autorise ou l'autorisera la BCUC. En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts auraient été passés en charges pendant la période au cours de laquelle ils sont engagés et les soldes d'incitatifs d'ÉTR ne seraient pas comptabilisés. En 2005, cela aurait augmenté de 0,9 million de dollars les charges d'exploitation, réduit de 0,3 million de dollars les charges d'amortissement, diminué de 1,2 million de dollars les produits et baissé de 0,3 million de dollars la charge d'impôts sur le bénéfice.

Les autres actifs réglementés de Newfoundland Power comprennent le coût reporté du programme de retraite anticipée, le coût reporté des audiences tarifaires et une réserve d'accroissement des produits non encore facturés. Tel que l'autorise la PUB, le coût de 11,3 millions de dollars du régime de retraite, compris dans le coût reporté des régimes de retraite (notes 5 et 20), et le coût de 1,7 million de dollars des prestations de retraite anticipée sont amortis depuis le 1^{er} avril 2005 sur des périodes respectives de 10 et 2 ans. La réserve d'accroissement des produits non encore facturés sera portée en 2006 en diminution du passif réglementaire des produits non encore facturés (note 4 xv)). Le coût reporté des audiences tarifaires, relatif à la DFTG de 2003, a été entièrement amorti avant 2005. En l'absence de réglementation des tarifs, les prestations de retraite auraient été passées en charges pendant la période au cours de laquelle les employés ont accepté le régime de retraite anticipée, le coût des audiences de tarifs aurait été comptabilisé pendant la période au cours de laquelle il a été engagé et la réserve d'accroissement des produits non encore facturés n'aurait pas été autorisée. Cela aurait entraîné en 2005 une augmentation de 0,7 million de dollars du coût du régime de retraite anticipée, une réduction de 0,1 million de dollars des produits et une diminution de 0,3 million de dollars des charges d'exploitation.

Sur le solde total des autres actifs réglementés à court et à long termes au 31 décembre 2005, 0,5 million de dollars ne sont pas assujettis à un rendement réglementaire.

xiii) Passif d'impôts futurs réglementé

FortisAlberta a perçu en 2005 à partir de sa grille tarifaire des impôts calculés selon la méthode modifiée du report d'impôts variable approuvée par l'AEUB. Du fait qu'elle perçoit une partie de l'impôt fédéral futur au moyen de sa grille tarifaire actuelle, FortisAlberta comptabilise désormais dans ses états financiers tout l'impôt fédéral futur. Par conséquent, FortisAlberta a établi un passif réglementé égal au montant de l'impôt fédéral futur constaté dans les états financiers, mais qui n'a pas encore été reflété dans la grille tarifaire actuelle. Ces montants seront reflétés dans les futures grilles tarifaires, alors que ces écarts temporaires se résorberont. FortisAlberta préconise la méthode des impôts exigibles dans sa demande d'établissement des tarifs de 2006 et de 2007; si cette méthode est approuvée, ce solde sera retiré.

4. Actif et passif réglementés (suite)

FortisAlberta a perçu en 2005 au moyen de sa grille tarifaire 3,1 millions de dollars liés aux charges futures d'impôt sur le bénéfice comptabilisées aux fins de l'établissement de la grille tarifaire. Ce solde est également inclus dans le passif d'impôts futurs réglementé. Aux fins des états financiers, seulement 0,1 million de dollars des 3,1 millions de dollars ont été constatés comme charges futures d'impôt sur le bénéfice. À ce titre, les 3,0 millions de dollars de produits restants ont été reportés. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits auraient été supérieurs de 3,0 millions de dollars en 2005.

xiv) Report réglementé relatif au régime de retraite

Ce passif réglementé représente l'excédent du régime de retraite de FortisAlberta qui n'a pas été reflété dans la grille tarifaire et qui entraînera une réduction des tarifs lorsqu'il sera comptabilisé. Lorsque les futures grilles tarifaires seront réduites, ce passif sera repris et se traduira par une réduction de la charge au titre du régime de retraite. En l'absence de réglementation des tarifs, des charges d'exploitation complémentaires de 3,6 millions de dollars auraient été constatées en 2005.

xv) Passif des produits non encore facturés

Newfoundland Power et Belize Electricity comptabilisent selon la base de leur facturation les produits tirés des ventes d'électricité (note 2). L'écart entre les produits constatés selon la base de la facturation et ceux comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice est constaté au bilan à titre de passif réglementé. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits auraient été comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice et les produits de 2005 auraient été de 0,6 million de dollars plus élevés.

La PUB a autorisé Newfoundland Power à constater en 2006 comme produits le solde de 3,1 millions de dollars des produits non encore facturés en 2005. La disposition du solde a été reportée jusqu'à la prochaine DFTG de l'entreprise, prévue pour 2006, aux fins de l'établissement des tarifs de 2007.

xvi) Autres passifs réglementés

Les autres passifs réglementés, inclus comme passifs à court ou à long termes, se rapportent principalement à FortisOntario, FortisAlberta et FortisBC.

FortisOntario maintient des comptes réglementés, tel que l'a approuvé la CÉO, afin d'ajuster l'effet du coût de l'électricité et les coûts connexes supérieurs ou inférieurs aux montants recouvrés en tarifs, déduction faite des coûts reportés de transport liés à la préparation pour le marché concurrentiel de l'électricité. En l'absence de réglementation des tarifs, le coût de l'électricité aurait été passé en charges dans la période au cours de laquelle il a été engagé. En 2005, le coût reporté de l'électricité était de 1,8 million de dollars, alors que le coût d'électricité recouvré au moyen de la grille tarifaire s'élevait à 2,4 millions de dollars. En l'absence de réglementation des tarifs, le coût du transport aurait été reporté comme l'exige son caractère d'investissement; toutefois, le montant devant être recouvré et la période de recouvrement n'auraient pas été assujettis à l'autorisation réglementaire. Tel qu'autorisé en vertu du contrat de concession, FortisOntario se voit garantir une marge brute annuelle sur l'électricité vendue, sous réserve des ajustements réglementaires, et elle maintient un compte réglementé pour ajuster les variances des marges brutes réelles par rapport aux marges brutes garanties. En l'absence de réglementation des tarifs, une marge brute garantie n'aurait pas été autorisée et les produits auraient été supérieurs de 0,9 million de dollars en 2005.

Chez FortisAlberta, les autres passifs réglementés comprennent principalement un montant résultant de la perception en 2005, au moyen de la grille tarifaire, du coût de la mise à niveau de logiciels qui ne sera pas engagé avant 2006, un montant résultant de la perception auprès des abonnés d'une charge au titre du régime de retraite qui n'a pas encore été versée à ce régime, ainsi qu'un montant dû aux abonnés, tel que prescrit par l'AEUB, lié à l'écart entre le montant réel de certaines déductions qui devraient être réclamées aux fins de l'impôt sur le bénéfice et celui qui a été inclus en 2005 dans la grille tarifaire. En l'absence de réglementation des tarifs, ces soldes n'auraient pas été reportés et les produits auraient été supérieurs de 1,7 million de dollars en 2005.

Chez FortisBC, les autres passifs réglementés se rapportent aux soldes des incitatifs du mécanisme d'ÉTR, qui devraient être remboursés aux clients lors de leur approbation par la BCUC (note 4 xii)).

5. Charges reportées

<i>(en milliers de dollars)</i>	2005	2004
Coûts reportés des régimes de retraite (note 20)	97 194 \$	93 878 \$
Charges et écart d'actualisation de la dette non amortie	21 937	24 045
Perte reportée sur le contrat de swap de taux d'intérêt	12 443	13 852
Coûts reportés des éléments récupérables et des projets	8 357	7 530
Emprunts pour la gestion de l'électricité	3 944	3 616
Autres coûts reportés	4 265	5 422
	148 140 \$	148 343 \$

6. Immobilisations des services publics

2005	Amortissement		Apports à l'appui de la construction (nets)	Ajustement de l'assiette fiscale (net)	Valeur comptable nette
<i>(en milliers de dollars)</i>	Coût	accumulé			
Distribution	2 989 184 \$	1 069 626 \$	423 552 \$	100 913 \$	1 395 093 \$
Transport	689 295	196 085	-	-	493 210
Production	599 406	143 599	-	-	455 807
Actifs en construction	95 052	-	-	-	95 052
Autres	291 143	124 244	-	-	166 899
	4 664 080 \$	1 533 554 \$	423 552 \$	100 913 \$	2 606 061 \$

2004	Amortissement		Apports à l'appui de la construction (nets)	Ajustement de l'assiette fiscal (net)	Valeur comptable nette
<i>(en milliers de dollars)</i>	Coût	accumulé			
Distribution	2 816 430 \$	998 042 \$	398 769 \$	105 941 \$	1 313 678 \$
Transport	557 464	178 358	-	-	379 106
Production	562 044	143 935	-	-	418 109
Actifs en construction	95 074	-	-	-	95 074
Autres	284 053	118 342	-	-	165 711
	4 315 065 \$	1 438 677 \$	398 769 \$	105 941 \$	2 371 678 \$

Le coût des actifs sous contrat de location-acquisition était de 26,2 millions de dollars au 31 décembre 2005 (26,2 millions de dollars en 2004) et l'amortissement accumulé connexe atteignait 2,5 millions de dollars (1,6 million de dollars en 2004).

7. Biens productifs

<i>(en milliers de dollars)</i>	2005	2004
Terrains, immeubles et incitatifs aux locataires	464 472 \$	380 597 \$
Amortissement accumulé	(49 864)	(39 528)
	414 608 \$	341 069 \$

Le coût des actifs sous contrat de location-acquisition était de 11,3 millions de dollars au 31 décembre 2005 (11,3 millions de dollars en 2004) et l'amortissement accumulé connexe atteignait 5,7 millions de dollars (4,6 millions de dollars en 2004).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Aux 31 décembre 2005 et 2004

8. Placements

(en milliers de dollars)

	2005	2004
Caribbean Utilities	164 808 \$	161 292 \$
Autres placements	2 585	2 477
	167 393 \$	163 769 \$

9. Emprunts à court terme

Les facilités de crédit de la société et de ses filiales comportaient des taux d'intérêt variant de 3,3 à 5,3 pour cent au 31 décembre 2005 (2,7 à 4,3 pour cent en 2004). La société et ses filiales possédaient des marges de crédit autorisées totalisant 747,1 millions de dollars, dont 538,8 millions de dollars étaient inutilisés au 31 décembre 2005.

Les facilités de crédit à court terme de la société étaient les suivantes au 31 décembre, par secteur d'activité :

(en millions de dollars)	Secteur général	Filiales réglementées	Fortis Generation	Fortis Properties	Total 2005	Total 2004
Total des facilités de crédit	210,0	518,8	5,8	12,5	747,1	543,2
Facilités de crédit utilisées						
Emprunts à court terme	(2,8)	(53,9)	(2,8)	(0,4)	(59,9)	(192,9)
Dette à long terme (note 10)	(18,0)	(56,8)	–	–	(74,8)	–
Lettres de crédit en vigueur	(4,6)	(66,8)	–	(2,2)	(73,6)	(91,0)
Facilités de crédit disponibles	184,6	341,3	3,0	9,9	538,8	259,3

Au 31 décembre 2005, certains emprunts en vertu des facilités de crédit de la société ont été classés comme dette à long terme. Ces emprunts sont en vertu des facilités de crédit à long terme et la direction se propose de les refinancer prochainement au moyen d'un financement permanent à long terme.

Fortis a conclu en janvier 2005 une facilité de crédit non garantie renouvelable/à terme de 50 millions de dollars aux fins générales de la société, y compris les acquisitions. Fortis a renégocié en mai 2005 sa facilité de crédit non garantie renouvelable/à terme de 145 millions de dollars en une facilité de crédit à terme non garantie de 145 millions de dollars, échéant en mai 2008. Cette facilité peut servir aux fins générales de la société, y compris les acquisitions. Au 31 décembre 2005, cette facilité était utilisée à hauteur de 18,0 millions de dollars, somme qui a été entièrement comptabilisée à titre de dette à long terme. En décembre 2005, Fortis a renégocié sa facilité de crédit non garantie renouvelable/à terme de 50 millions de dollars en une facilité de crédit à terme non garantie venant à échéance en janvier 2009. Fortis a également conclu en 2005 une facilité à vue de 15 millions de dollars.

Newfoundland Power a annulé en janvier 2005 ses marges de crédit non engagées de 110 millions de dollars et a conclu en consortium une facilité de crédit à terme renouvelable/engagée de 100 millions de dollars et une facilité de crédit à vue non engagée de 20 millions de dollars. L'entreprise a renégocié en janvier 2006 sa facilité de crédit de 100 millions de dollars, pour en porter la durée d'un à trois ans.

Maritime Electric a conclu en janvier 2005 un financement provisoire non garanti et non renouvelable à court terme de 25 millions de dollars, échéant en janvier 2006, en appui de la construction de sa centrale d'une puissance de 50 MW. En janvier 2006, ce financement provisoire à court terme de 25 millions de dollars a été prolongé jusqu'en juin 2007.

FortisAlberta a renégocié en mai 2005 sa facilité de crédit renouvelable/à terme non garantie de 100 millions de dollars en une facilité de crédit à terme non garantie de 150 millions de dollars, échéant en mai 2008. De cette facilité, 56,8 millions de dollars, entièrement constatés à titre de dette à long terme, étaient utilisés au 31 décembre 2005.

FortisBC a renégocié en mai 2005 sa facilité de crédit renouvelable/à terme non garantie de 100 millions de dollars en une facilité de crédit à terme non garantie de 100 millions de dollars, échéant en mai 2008. En outre, FortisBC a conclu en mai 2005 une facilité de crédit renouvelable/à terme non garantie de 50 millions de dollars. Au 31 décembre 2005, aucune de ces facilités n'était utilisée.

PLP a conclu en septembre 2005 des facilités de crédit de 5,4 millions de dollars comprenant une marge de crédit d'exploitation à vue renouvelable de 0,7 million de dollars et un emprunt à vue non renouvelable de 4,7 millions de dollars remboursable par versements.

10. Dette à long terme et obligations locatives

(en milliers de dollars)

	2005	2004
Services publics réglementés		
<i>Newfoundland Power</i>		
<i>Obligations de première hypothèque garanties à fonds d'amortissement :</i>		
Série AC à 11,875 % échéant en 2007	32 270 \$	32 670 \$
Série AD à 10,550 % échéant en 2014	32 153	32 553
Série AE à 10,900 % échéant en 2016	34 400	34 800
Série AG à 9,000 % échéant en 2020	35 600	36 000
Série AF à 10,125 % échéant en 2022	34 800	35 200
Série AH à 8,900 % échéant en 2026	36 435	36 835
Série AI à 6,800 % échéant en 2028	46 500	47 000
Série AJ à 7,520 % échéant en 2032	72 750	73 500
Série AK à 5,441 % échéant en 2035	59 400	–
	384 308	328 558
<i>Maritime Electric</i>		
<i>Obligations de première hypothèque garanties :</i>		
Série à 12,000 % échéant en 2010	15 000	15 000
Série à 11,500 % échéant en 2016	12 000	12 000
Série à 8,550 % échéant en 2018	15 000	15 000
Série à 7,570 % échéant en 2025	15 000	15 000
Série à 8,625 % échéant en 2027	15 000	15 000
Série à 8,920 % échéant en 2031	20 000	20 000
	92 000	92 000
<i>FortisOntario</i>		
Billets de premier rang non garantis à 7,092 %, échéant en 2018	30 000	30 000
Billets de premier rang non garantis à 7,092 %, échéant en 2018	22 000	22 000
	52 000	52 000
<i>FortisAlberta</i>		
Débtures de premier rang non garanties à 5,33 %, échéant en 2014	200 000	200 000
Débtures de premier rang non garanties à 6,22 %, échéant en 2034	200 000	200 000
	400 000	400 000
<i>FortisBC</i>		
<i>Débtures garanties :</i>		
Série E à 11,00 % échéant en 2009	6 000	6 750
Série F à 9,65 % échéant en 2012	15 000	15 000
Série G à 8,80 % échéant en 2023	25 000	25 000
<i>Débtures non garanties :</i>		
Série J à 6,75 % échéant en 2009	50 000	50 000
Série 1-04 à 5,48 % échéant en 2014	140 000	140 000
Série H à 8,77 % échéant en 2016	25 000	25 000
Série I à 7,81 % échéant en 2021	25 000	25 000
Série 1-05 à 5,60 % échéant en 2035	100 000	–
Obligations locatives	25 792	26 016
	411 792	312 766
<i>Belize Electricity</i>		
<i>Garantis</i>		
RBTT Merchant Bank (18,9 M \$BZ)	10 997	13 586
First Caribbean International Bank (5,0 M \$BZ)	2 908	4 207
Autres emprunts	–	33

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Aux 31 décembre 2005 et 2004

10. Dette à long terme et obligations locatives (suite)

(en milliers de dollars)	2005	2004
<i>Belize Electricity (suite)</i>		
<i>Non garantis</i>		
Emprunt à terme à 6,75 % échéant en 2006 (0,8 M \$BZ)	443	1 209
Débiteures à 12,00 % échéant en 2012 (17,0 M \$BZ)	9 888	10 226
Débiteures à 9,50 % échéant en 2021 (19,4 M \$BZ)	11 307	11 706
Débiteures à 10,00 % échéant en 2022 (19,6 M \$BZ)	11 378	9 958
Caribbean Development Bank (17,9 M \$BZ)	10 419	11 688
Banque européenne d'investissement (2,4 M €)	3 190	4 004
Banque internationale pour la reconstruction et le développement (« BIRD ») (10,6 M \$BZ)	6 178	7 820
M&T Bank (anciennement All-First Bank) (1,9 M BZ\$)	1 119	2 334
Banque Toronto-Dominion (7,6 M \$BZ)	4 429	5 884
	72 256	82 655
Filiales non réglementées – Fortis Generation		
<i>Garantis</i>		
<i>FortisOntario Inc.</i>		
Prêt à terme remboursé en 2005	–	22 500
<i>BECOL</i>		
Prêt à terme échéant en 2011 (32,7 M US\$)	37 972	43 765
<i>Société Exploits</i>		
Emprunt à terme pour la construction échéant en 2028	63 994	65 000
<i>Société Walden Power</i>		
Hypothèque de SWP à 9,44 % échéant en 2013	6 397	6 923
	108 363	138 188
Filiales non réglementées – Fortis Properties		
<i>Garantis</i>		
Première hypothèque à 6,85 % échéant en 2007	4 855	5 014
Première hypothèque à 5,10 % échéant en 2010	29 068	–
Première hypothèque à 5,35 % échéant en 2010	12 097	–
Première hypothèque à 8,15 % échéant en 2010	16 522	17 393
Première hypothèque à 9,47 % échéant en 2010	11 181	11 464
Obligations hypothécaires de 1 ^{er} rang à 7,42 % échéant en 2012	26 383	27 186
Première hypothèque à 7,77 % échéant en 2012	21 779	22 375
Première hypothèque à 6,58 % échéant en 2013	32 614	33 758
Première hypothèque à 7,30 % échéant en 2013	28 742	29 369
Première hypothèque à 6,42 % échéant en 2014	15 290	15 557
Obligations hypothécaires de 1 ^{er} rang à 7,50 % échéant en 2017	42 433	43 660
Billets de premier rang à 7,32 % échéant en 2019	18 521	19 343
Obligations locatives	3 885	5 426
Billet sans intérêt échéant en 2006	428	837
	263 798	231 382
Fortis Inc.		
Débiteures de premier rang non garanties à 7,40 % échéant en 2010	100 000	100 000
Débiteures subordonnées convertibles non garanties à 6,75 %, échéant en 2012 (10 millions \$US)	10 998	11 261
Débiteures subordonnées convertibles non garanties à 5,50 %, échéant en 2013 (10 millions \$US)	11 278	11 607
Billets de premier rang non garantis à 5,74 % échéant en 2014 (150 millions \$US)	174 450	180 300
	296 726	303 168
Facilités de crédit utilisées à long terme (note 9)	74 823	–
Total de la dette à long terme et des obligations locatives	2 156 066	1 940 717
Moins : versements à court terme sur la dette à long terme et les obligations locatives	31 392	36 286
	2 124 674 \$	1 904 431 \$

Filiales réglementées

Newfoundland Power et Maritime Electric

Les obligations hypothécaires de premier rang de Newfoundland Power et de Maritime Electric sont garanties par un droit réel de premier rang fixe et spécifique sur les immobilisations respectives actuelles ou devant être acquises de ces filiales et par un droit réel variable sur tous les autres actifs.

Newfoundland Power a obtenu le 15 août 2005 sous forme de placement privé 60 millions de dollars en obligations de première hypothèque garanties à fonds d'amortissement, portant intérêt au taux de 5,441 % et échéant le 15 août 2035.

FortisAlberta

Le 25 octobre 2004, FortisAlberta a émis 200 millions de dollars de débentures de premier rang non garanties portant intérêt au taux de 5,33 pour cent payé semestriellement et arrivant à échéance le 31 octobre 2014, et 200 millions de dollars de débentures de premier rang non garanties au taux de 6,22 pour cent payé semestriellement et arrivant à échéance le 31 octobre 2034.

FortisBC

Les débentures garanties des séries E, F et G sont garanties par un droit réel fixe et variable de premier rang sur les actifs de FortisBC. Des paiements de fonds d'amortissement de 0,75 million de dollars par an sont requis pour les débentures garanties de la série E.

Le 10 novembre 2005, FortisBC a émis 100 millions de dollars de débentures non garanties à 5,60 % arrivant à échéance le 9 novembre 2035. Le 30 novembre 2004, FortisBC a émis 140 millions de dollars de débentures non garanties à 5,48 % arrivant à échéance le 28 novembre 2014. À l'émission des 140 millions de dollars de débentures non garanties, les débentures garanties des séries H, I et J ont été converties en débentures non garanties, conformément aux termes de l'acte de fiducie non garanti.

FortisBC possède une obligation locative à l'égard du PTB (note 4 x)). Les versements futurs minimaux de loyer liés à cette obligation locative atteignent environ 2,5 millions de dollars par an pour la durée restante du bail. L'obligation locative du PTB porte intérêt composé au taux de 8,64 pour cent.

Belize Electricity

L'emprunt à terme pour la construction obtenu de la RBTT Merchant Bank à taux d'intérêt allant de 5,75 % à 8,15 % vient à échéance entre 2010 et 2012. Cet emprunt est garanti par des débentures sur des actifs spécifiques de l'entreprise.

L'emprunt contracté auprès de la First Caribbean International Bank porte un intérêt de 11,5 % et arrive à échéance en 2008. Cet emprunt est garanti par une hypothèque sur dépôt des titres d'actifs spécifiques de l'entreprise.

Les débentures non garanties à 12,0 % peuvent être rappelées par Belize Electricity en tout temps après le 30 juin 2003 et jusqu'à leur échéance, moyennant avis écrit au porteur d'au moins 30 jours mais ne dépassant pas 60 jours. Elles sont remboursables en tout temps à la demande du porteur à compter du 30 juin 2002 sur avis écrit de 12 mois à Belize Electricity. Une demande de rachat par entente mutuelle entre Belize Electricity et les porteurs des débentures est permise en tout temps.

Les débentures non garanties à 9,5 % peuvent être rappelées en tout temps par Belize Electricity à compter du 30 avril 2008 jusqu'à leur échéance moyennant avis écrit au porteur d'au moins 30 jours mais ne dépassant pas 60 jours. Elles sont remboursables en tout temps à la demande du porteur à compter du 30 avril 2008 sur avis écrit de 12 mois à Belize Electricity. Une demande de rachat par entente mutuelle entre Belize Electricity et les porteurs des débentures est permise en tout temps.

Les débentures non garanties à 10,0 % peuvent être rappelées en tout temps par Belize Electricity après le 31 août 2009 jusqu'à leur échéance moyennant avis écrit au porteur d'au moins 30 jours mais ne dépassant pas 60 jours. Elles sont remboursables en tout temps à la demande du porteur à compter du 31 août 2009 sur avis écrit de 12 mois à Belize Electricity. Une demande de rachat par entente mutuelle entre Belize Electricity et les porteurs des débentures est permise en tout temps.

L'emprunt auprès de Caribbean Development Bank porte des taux d'intérêt variant entre 5,5 % et 8,5 % et arrive à échéance entre 2007 et 2014. L'emprunt auprès de la Banque européenne d'investissement porte un intérêt de 5,0 % et arrive à échéance en 2014. L'emprunt auprès de la BIRD porte un intérêt annuel de 0,5 % supérieur à celui des emprunts dits « qualifiés » de la banque, comme le définit le contrat d'emprunt, et arrive à échéance en 2011. Au 31 décembre 2005, le taux d'intérêt effectif annuel était de 5,46 % (5,31 % en 2004). L'emprunt auprès de la banque M&T All-First porte un intérêt de 4,95 % et arrive à échéance en 2006. L'emprunt auprès de la Banque Toronto-Dominion porte un intérêt de 5,75 % et arrive à échéance en 2009.

Belize Electricity ne respectait toujours pas au 31 décembre 2005 le ratio du service de la dette de 1,5 fois que lui imposent ses emprunts auprès de la BIRD et auprès de la Caribbean Development Bank. Une exonération a été obtenue pour décembre 2005 auprès de la BIRD. Des pourparlers se poursuivent avec la Caribbean Development Bank afin de remédier à ces clauses restrictives ou de les modifier. Fortis ne prévoit aucune modification du calendrier de remboursement régulier de la dette relatif à ces emprunts.

10. Dette à long terme et obligations locatives (suite)

Fortis Generation

FortisOntario Inc.

L'emprunt à terme de FortisOntario Inc., qui arrivait à échéance en 2007, a été remboursé le 30 mai 2005.

BECOL

L'emprunt à terme de BECOL est garanti par des contrats couvrant tous ses actifs et toutes ses entreprises. BECOL a souscrit un contrat de swap de taux d'intérêt arrivant à échéance le 30 septembre 2011 pour se prémunir des risques de fluctuation des taux d'intérêt relativement à cet emprunt à terme. Le contrat a pour effet de fixer le taux d'intérêt de l'emprunt à 9,45 %.

Le contrat de swap de taux d'intérêt est comptabilisé comme couverture sur la dette à long terme. Au 31 décembre 2005, le contrat de swap de taux d'intérêt comportait une perte non constatée de 0,8 million de dollars US (0,9 million de dollars CA) [perte de 2,3 millions de dollars US (2,8 millions de dollars CA) en 2004]. La modification de la valeur marchande du contrat de swap de taux d'intérêt, qui fluctuera avec le temps, n'est pas constatée jusqu'à ce que les futurs versements des intérêts aient été effectués. C'est pourquoi la modification de la valeur marchande de ce contrat à la fin de l'exercice n'est pas constatée dans les états financiers consolidés.

Société Exploits

L'emprunt de construction sans recours à terme, amorti sur 25 ans, de la société Exploits porte un taux d'intérêt de 7,55 pour cent. Au 31 décembre 2005, le partenariat avait retiré le solde complet de l'emprunt et ne détenait aucunes espèces en dépôt (0,1 million de dollars en 2004). Un droit réel fixe et spécifique de premier rang et une participation de sûreté dans tous les actifs du partenariat, ainsi que la mobilisation de créances liées à divers contrats ont été fournis en garantie. L'emprunt à terme arrive à échéance en 2028.

Société Walden Power

L'hypothèque de la SWP est garantie par un droit réel fixe et variable sur ses actifs.

Fortis Properties

Les obligations hypothécaires de premier rang de Fortis Properties sont garanties au moyen d'un droit réel fixe et variable sur des immeubles spécifiques productifs de revenus. Les billets garantis de premier rang sont garantis par une hypothèque fixe et spécifique et par un droit réel sur des immeubles productifs spécifiques. Les hypothèques de premier rang sont garanties par des immeubles productifs spécifiques. Fortis Properties possède des obligations locatives qui exigent des versements minimaux de loyer d'environ 1,5 million de dollars en 2006 et 1,3 million de dollars en 2007, ainsi qu'un versement final de 1,5 million de dollars en 2008.

Fortis Inc.

Les débetures de premier rang non garanties de 100 millions de dollars sont remboursables au gré de la société à un prix calculé selon le plus élevé du capital à rembourser et du montant égal à la valeur actualisée nette du capital et des intérêts, calculée à partir du taux directeur de la Banque du Canada affecté d'une prime variant de 0,43 % à 0,87 %, plus les intérêts courus et impayés sur le capital. Il existe également des dispositions limitatives touchant les emprunts supplémentaires, le paiement des dividendes, la distribution et le rachat des actions et le remboursement anticipé des créances de second rang.

Les débetures convertibles subordonnées non garanties de 6,75 % sont rachetables par la société à leur valeur nominale en tout temps à compter du 12 mars 2007. Elles sont convertibles, à la demande du porteur, en actions ordinaires de la société au prix (ajusté pour le fractionnement d'actions) de 9,19 \$US l'action. Les débetures sont de rang inférieur à toute autre dette de la société, sauf aux dettes de rang inférieur, qui se classent à égalité des débetures.

Les débetures convertibles subordonnées non garanties à 5,50 % sont rachetables par la société à leur valeur nominale, en tout temps à compter du 20 mai 2008. Elles sont convertibles, à la demande du porteur, en actions ordinaires de la société au prix (ajusté pour le fractionnement d'actions) de 11,97 \$US l'action. Les débetures sont de rang inférieur à toutes les autres dettes de la société, sauf aux dettes de rang inférieur, qui se classent à égalité des débetures.

Les débetures convertibles subordonnées non garanties sont comptabilisées selon leur genre et elles sont présentées dans les états financiers au poste de leurs éléments. Les éléments du passif et des capitaux propres sont classés séparément dans le bilan et ils sont évalués à leur juste valeur à la date d'émission. La part des capitaux propres des débetures convertibles atteignait 1,5 million de dollars au 31 décembre 2005 (1,6 million de dollars en 2004).

Le 28 octobre 2004, Fortis a émis, sous forme d'un placement privé, 150 millions de dollars US de billets de premier rang non garantis à 5,74 %, d'une durée de 10 ans échéant le 31 octobre 2014. Il existe également des dispositions limitatives touchant les emprunts supplémentaires, le paiement des dividendes, la distribution et le rachat des actions et le remboursement anticipé des créances de rang inférieur.

Remboursement de la dette à long terme et des obligations locatives

Les exigences annuelles consolidées nécessaires pour faire face aux remboursements du capital et aux échéances au cours des cinq prochains exercices sont les suivantes :

2006	31,4 millions de dollars
2007	61,8 millions de dollars
2008	105,6 millions de dollars
2009	82,8 millions de dollars
2010	144,4 millions de dollars

Juste valeur

Bien que le passif de la société relativement à la dette à long terme représente 2 156 millions de dollars (1 941 millions de dollars en 2004), la juste valeur estimative de cette dette à long terme était de 2 482 millions de dollars au 31 décembre 2005 (2 158 millions de dollars en 2004). La juste valeur est estimée selon des méthodes d'actualisation de la valeur tenant compte des taux d'emprunt à la fin de l'exercice pour les éléments de dette de durée et d'échéance similaires. Étant donné que la société n'a pas l'intention de régler sa dette avant l'échéance, l'estimation de la juste valeur ne représente pas un passif réel et ne comprend pas de ce fait les frais de change ou de règlement.

11. Crédits reportés

(en milliers de dollars)

	2005	2004
Obligations au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi (note 20)	43 743 \$	36 642 \$
Obligations au titre des régimes à prestations déterminées complémentaires (note 20)	9 882	8 716
Gain reporté sur swap de devises	3 526	4 268
Autres	7 110	5 265
	64 261 \$	54 891 \$

12. Part des actionnaires sans contrôle

La part des actionnaires sans contrôle comprend la part des actionnaires sans contrôle relative aux actifs nets de Belize Electricity, de la société Exploits et les actions privilégiées de Newfoundland Power.

(en milliers de dollars)

	2005	2004
Belize Electricity	28 370 \$	26 583 \$
Société Exploits	3 989	3 617
Actions privilégiées de Newfoundland Power	7 196	7 287
	39 555 \$	37 487 \$

13. Actions privilégiées

Nombre autorisé

- un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, sans valeur nominale
- un nombre illimité d'actions privilégiées de second rang, sans valeur nominale

Émises et en circulation

	2005		2004	
	Nombre d'actions	Montant (en milliers de dollars)	Nombre d'actions	Montant (en milliers de dollars)
Actions privilégiées de premier rang de série C	5 000 000	122 992 \$	5 000 000	122 992 \$
Actions privilégiées de premier rang de série D	–	–	6 500	38
Actions privilégiées de premier rang de série E	7 993 500	196 500	7 993 500	196 500
Total	12 993 500	319 492 \$	13 000 000	319 530 \$

Actions privilégiées de premier rang de série C

Les actions privilégiées de premier rang de la série C sont admissibles à des dividendes fixes, cumulatifs et privilégiés en espèces, au taux annuel de 1,3625 \$ par action.

À compter du 1^{er} juin 2010, la société peut, à son gré, racheter en espèces, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, les actions privilégiées de premier rang de la série C, pour la somme de 25,75 \$ par action si elles sont rachetées avant le 1^{er} juin 2011, pour la somme de 25,50 \$ par action si elles sont rachetées à compter du 1^{er} juin 2011 mais avant le 1^{er} juin 2012, pour la somme de 25,25 \$ par action si elles sont rachetées à compter du 1^{er} juin 2012 mais avant le 1^{er} juin 2013 et pour la somme de 25,00 \$ par action si elles sont rachetées à compter du 1^{er} juin 2013 plus, dans chacun des cas, tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, mais à l'exclusion de celle-ci.

13. Actions privilégiées (suite)

À compter du 1^{er} juin 2010, la société peut, à son gré, convertir en totalité, ou en partie de temps à autre, les actions privilégiées de premier rang de la série C en circulation en actions ordinaires de la société, entièrement acquittées et complètement négociables. Le nombre d'actions ordinaires auquel chaque action privilégiée peut être convertie sera déterminé en divisant le prix de rachat alors applicable à chacune des actions privilégiées de premier rang, y compris tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée de la conversion, mais à l'exclusion de celle-ci, par le plus élevé des deux montants suivants : 1,00 \$ ou 95 % du prix auquel se négocient à cette date les actions ordinaires.

À compter du 1^{er} septembre 2013, chaque action privilégiée de premier rang de la série C pourra être convertie, au gré du porteur, le troisième jour de septembre, décembre, mars et juin de chaque année, au nombre d'actions ordinaires complètement négociables déterminé en divisant 25,00 \$, plus tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour la conversion, mais à l'exclusion de celle-ci, par le plus élevé des deux montants suivants : 1,00 \$ ou 95 % du prix auquel se négocient à cette date les actions ordinaires. Si un porteur d'actions privilégiées de premier rang de série C choisit de convertir l'une quelconque de ces actions en actions ordinaires, la société peut racheter en espèces ces actions privilégiées de premier rang de série C ou en organiser la vente à des acheteurs substitués.

Actions privilégiées de premier rang de série D

Le 29 janvier 2004, Fortis a émis 8 000 000 d'unités privilégiées de premier rang de la société. Chacune des unités privilégiées de premier rang comprenait une action privilégiée de premier rang de la série D de la société et un bon de souscription de premier rang de la série E (un « bon »). À la clôture de l'acquisition de FortisAlberta et FortisBC, conclue le 31 mai 2004, chaque bon donnait au porteur le droit d'acheter 0,75 action privilégiée de premier rang de la série E, moyennant le paiement de 18,75 \$ par bon. Le 15 juillet 2004, le 1^{er} septembre 2004 et le 1^{er} décembre 2004, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de la série D avaient le droit de convertir chaque action privilégiée de premier rang de la série D en 0,25 action privilégiée de premier rang de la série E et de convertir un bon (moyennant le paiement de 18,75 \$).

Le prix d'achat de 6,25 \$ par unité privilégiée de premier rang a résulté en un produit brut initial d'environ 50 millions de dollars. Pendant le reste de l'exercice 2004, Fortis a reçu un produit brut supplémentaire d'environ 149,9 millions de dollars provenant de la conversion de 7 993 500 unités privilégiées de premier rang. Le 1^{er} décembre 2004, le reste des 6 500 unités privilégiées de premier rang a été annulé et remplacé par l'émission de 6 500 actions privilégiées de premier rang de la série D.

Le 20 septembre 2005, les 6 500 actions privilégiées de premier rang de la série D ont été rachetées, sans prime, au prix de 6,25 \$ par action privilégiée de premier rang de la série D. Avant ce rachat, le dividende trimestriel en espèces payable à l'égard des actions privilégiées de premier rang de la série D qui n'avaient pas été converties avait été réduit à 0,01 \$ par action, soit 0,64 pour cent annuellement par action privilégiée de premier rang de série D.

Actions privilégiées de premier rang de série E

Les actions privilégiées de premier rang de la série E sont admissibles à des dividendes en espèces fixes et cumulatifs de premier rang au taux annuel de 1,2250 \$ par action.

À compter du 1^{er} juin 2013, la société peut, à son gré, racheter en espèces, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, les actions privilégiées de premier rang en circulation de la série E, pour la somme de 25,75 \$ par action rachetée si elles sont rachetées au cours de la période de 12 mois commençant le 1^{er} juin 2013, pour la somme de 25,50 \$ par action si elles sont rachetées au cours de la période de 12 mois commençant le 1^{er} juin 2014, pour la somme de 25,25 \$ par action si elles sont rachetées au cours de la période de 12 mois commençant le 1^{er} juin 2015 et pour la somme de 25,00 \$ par action si elles sont rachetées à compter du 1^{er} juin 2016 plus, dans chacun des cas, tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, mais à l'exclusion de celle-ci.

À compter du 1^{er} juin 2013, la société peut, à son gré, convertir en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, les actions privilégiées de premier rang de la série E en circulation en actions ordinaires de la société, entièrement acquittées et complètement négociables. Le nombre d'actions ordinaires auquel chaque action privilégiée peut être convertie sera déterminé en divisant le prix de rachat applicable à chacune des actions privilégiées de premier rang de la série E, y compris tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour la conversion, mais à l'exclusion de celle-ci, par le plus élevé des deux montants suivants : 1,00 \$ ou 95 % du prix auquel se négocient à cette date les actions ordinaires.

À compter du 1^{er} septembre 2016, chaque action privilégiée de premier rang de la série E pourra être convertie, au gré du porteur, le premier jour ouvrable de septembre, décembre, mars et juin de chaque année, au nombre d'actions ordinaires entièrement payées et complètement négociables déterminé en divisant 25,00 \$, plus tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour la conversion, mais à l'exclusion de celle-ci, par le plus élevé des deux montants suivants : 1,00 \$ ou 95 % du prix du marché auquel se négocient à cette date les actions ordinaires. Si un porteur d'actions privilégiées de série E choisit de convertir l'une quelconque de ces actions privilégiées de série E en actions ordinaires, la société peut racheter en espèces ces actions privilégiées ou en organiser la vente à des acheteurs substitués.

Juste valeur

La juste valeur des actions privilégiées, déterminée selon le cours du marché, atteignait 369,1 millions de dollars au 31 décembre 2005 (360,4 millions de dollars en 2004).

14. Actions ordinaires

Le conseil d'administration de Fortis a déclaré le 28 septembre 2005 un dividende en actions en effectuant un fractionnement à raison de 4 contre 1 des actions ordinaires en circulation de la société. Le dividende en actions a été versé le 21 octobre 2005 aux actionnaires qui étaient inscrits en date du 14 octobre 2005. Pour toutes les périodes présentées, toute référence au nombre d'actions ordinaires émises et en circulation, au nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, aux montants du bénéfice de base et dilué par action ordinaire et aux données relatives à l'option d'achat d'actions a été rétroactivement retraitée afin de tenir compte de l'effet du fractionnement d'actions.

Nombre autorisé

a) un nombre illimité d'actions ordinaires, sans valeur nominale.

Émises et en circulation	2005		2004	
	Nombre d'actions	Montant (en milliers de dollars)	Nombre d'actions	Montant (en milliers de dollars)
Actions ordinaires	103 203 981	813 304 \$	95 529 292	675 215 \$

Actions ordinaires émises contre espèces au cours de l'exercice :

	2005		2004	
	Nombre d'actions	Montant (en milliers de dollars)	Nombre d'actions	Montant (en milliers de dollars)
Solde d'ouverture	95 529 292	675 215 \$	69 521 676	329 660 \$
Émission	6 960 000	126 072	–	–
Émission en contrepartie partielle d'une acquisition d'entreprise (note 21)	23 668	443	–	–
Conversion des reçus de souscription	–	–	25 240 000	335 793
Régime d'achat d'actions des consommateurs	86 588	1 799	106 232	1 640
Régime de réinvestissement des dividendes	171 301	3 526	199 176	3 074
Régime d'achat d'actions des employés	151 724	3 088	141 724	2 184
Régimes d'options d'achat d'actions des cadres et des administrateurs	281 408	3 161	320 484	2 864
	103 203 981	813 304 \$	95 529 292	675 215 \$

Fortis a émis le 1^{er} mars 2005 6 960 000 actions ordinaires (ajustées en fonction du fractionnement d'actions) de la société au prix de 18,66 \$ (ajusté en fonction du fractionnement d'actions) par action ordinaire. Cette émission d'actions ordinaires a rapporté un produit brut d'environ 130 millions de dollars. Le produit net, déduction faite du coût d'émission imposable, a totalisé 126,1 millions de dollars. Le produit de cette émission a servi au remboursement de dettes et aux fins générales de la société.

Fortis a émis le 31 mai 2005 à l'intention des actionnaires de PLP 23 668 actions ordinaires (ajustées en fonction du fractionnement d'actions) de la société à la juste valeur de 18,71 \$ (ajustée en fonction du fractionnement d'actions) par action ordinaire, correspondant au cours moyen sur 5 jours des actions ordinaires de la société pour les cinq jours ouvrables ayant immédiatement précédé l'acquisition de cette entreprise. Les actions émises, ainsi qu'un versement en espèces, ont servi à l'acquisition de toutes les actions ordinaires et privilégiées émises par PLP.

Le 31 mai 2004, à la conclusion de l'acquisition de FortisAlberta et de FortisBC, les reçus de souscription ont été annulés et échangés d'office, sans contrepartie supplémentaire, contre une action ordinaire de Fortis et le versement en espèces de 0,40 \$ (ajusté en fonction du fractionnement d'actions) par action ordinaire, soit un montant égal aux dividendes déclarés par Fortis par action ordinaire au cours de la période allant de la date de clôture de l'offre des reçus de souscription jusqu'au 31 mai 2004. Le produit net après impôts de Fortis à la conversion des reçus de souscription a été de 335,8 millions de dollars.

Au 31 décembre 2005, 6 355 560 actions ordinaires (nombre ajusté en fonction du fractionnement d'actions) étaient détenues en réserve aux fins d'émission selon les dispositions des régimes susmentionnés d'achat d'actions, de réinvestissement des dividendes et d'options d'achat d'actions.

Au 31 décembre 2005, un droit sur l'actif de 1,3 million de dollars n'avait pas été entièrement payé à l'égard des actions ordinaires. Ce montant correspond aux montants impayés en vertu des emprunts liés aux régimes d'achat d'actions des employés et d'options d'achat d'actions des cadres.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Aux 31 décembre 2005 et 2004

14. Actions ordinaires (suite)

Bénéfice par action ordinaire

La société a calculé le bénéfice par action ordinaire selon le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (ajusté en fonction du fractionnement d'actions) était respectivement de 101 749 758 et de 84 737 532 en 2005 et 2004. Le bénéfice dilué par action ordinaire est calculé selon la méthode du rachat d'actions pour les options et selon la méthode de la conversion hypothétique pour les débetures convertibles subordonnées et les titres privilégiés.

Le bénéfice par action ordinaire est comme suit :

	2005			2004		
	Bénéfice (en milliers de dollars)	Nbre moyen pondéré d'actions (en milliers)	Bénéfice par action ordinaire	Bénéfice (en milliers de dollars)	Nbre moyen pondéré d'actions (en milliers)	Bénéfice par action ordinaire
Bénéfice	137 097 \$			90 855 \$		
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation		101 750			84 738	
Bénéfice de base par action ordinaire			1,35 \$			1,07 \$
Effet des titres dilutifs						
Options d'achat d'actions	–	1 046		–	543	
Actions privilégiées	16 606	19 689		12 319	16 154	
Débetures convertibles	1 104	1 925		1 186	1 924	
Bénéfice dilué par action ordinaire	154 807 \$	124 410	1,24 \$	104 360 \$	103 359	1,01 \$

15. Options d'achat d'actions

La société est autorisée à attribuer à certains employés clés et administrateurs de Fortis Inc. et de ses filiales des options d'achat d'actions ordinaires de la société. Au 31 décembre 2005, la société offrait les régimes de rémunération à base d'actions suivants : le régime d'options d'achat d'actions des cadres et le régime d'options d'achat d'actions de 2002. Le régime d'options d'achat d'actions de 2002 a été adopté à l'Assemblée générale annuelle et extraordinaire du 15 mai 2002, afin de remplacer le régime d'options d'achat d'actions des cadres et celui des administrateurs. Le régime d'options d'achat d'actions des cadres prendra fin lorsque toutes les options en cours auront été exercées, ou expirera au plus tard en 2011. Le régime d'options d'achat d'actions des administrateurs a pris fin au 31 décembre 2005, du fait qu'aucune option attribuée en vertu de ce plan ne demeurait en cours. À la suite du fractionnement d'actions survenu en octobre 2005, toutes les options d'achat d'actions en cours à cette date ont été fractionnées à raison de 4 pour 1 et le prix d'exercice ramené au quart du prix affiché avant le fractionnement (note 14).

	2005	2004
Nombre d'options :		
Options en cours au début de l'exercice	2 882 588	2 408 852
Attribuées	845 720	836 956
Annulées	(25 024)	(42 736)
Exercées	(281 408)	(320 484)
Options en cours à la fin de l'exercice	3 421 876	2 882 588
Options acquises à la fin de l'exercice	1 452 602	1 004 848
Prix moyen pondéré des options exercées :		
En cours au début de l'exercice	12,57 \$	11,17 \$
Attribuées	18,49	15,20
Annulées	16,56	12,18
Exercées	10,44	8,94
En cours à la fin de l'exercice	14,18	12,57

Les options d'achat d'actions en cours s'établissent comme suit :	Nombre d'options	Prix d'exercice	Date d'échéance
	448 624	9,57 \$	2011
	642 428	12,03 \$	2012
	703 468	12,81 \$	2013
	709 136	15,28 \$	2014
	12 000	15,23 \$	2014
	73 540	14,55 \$	2014
	770 940	18,40 \$	2015
	28 000	18,11 \$	2015
	33 740	20,82 \$	2015
	3 421 876		

Rémunération à base d'actions

Le 1^{er} mars 2005, la société a émis 783 980 options d'achat d'actions ordinaires (ajustées en fonction du fractionnement d'actions) en vertu de son régime d'options d'achat d'actions de 2002 au cours moyen sur 5 jours, précédant immédiatement la date d'octroi, de 18,40 \$ (ajusté en fonction du fractionnement d'actions). Ces options s'acquièrent en parts égales sur une période de 4 ans à chaque anniversaire de la date d'octroi. Elles expirent 10 ans après la date d'octroi. La juste valeur marchande de chaque option octroyée était de 2,75 \$ l'option (ajustée en fonction du fractionnement d'actions).

Le 11 mai 2005, la société a émis 28 000 options (ajustées en fonction du fractionnement d'actions) d'achat d'actions ordinaires en vertu de son régime d'options d'achat d'actions de 2002 au cours moyen sur 5 jours, précédant immédiatement la date d'octroi, de 18,11 \$ (ajusté en fonction du fractionnement d'actions). Ces options s'acquièrent en parts égales sur une période de 4 ans à chaque anniversaire de la date d'octroi. Elles expirent 10 ans après la date d'octroi. La juste valeur marchande de chaque option octroyée était de 2,58 \$ l'option (ajustée en fonction du fractionnement d'actions).

Le 16 août 2005, la société a émis 33 740 options (ajustées en fonction du fractionnement d'actions) d'achat d'actions ordinaires en vertu de son régime d'options d'achat d'actions de 2002 au cours moyen sur 5 jours, précédant immédiatement la date d'octroi, de 20,82 \$ (ajusté en fonction du fractionnement d'actions). Ces options s'acquièrent en parts égales sur une période de 4 ans à chaque anniversaire de la date d'octroi. Elles expirent 10 ans après la date d'octroi. La juste valeur marchande de chaque option octroyée était de 2,82 \$ l'option (ajustée en fonction du fractionnement d'actions).

La juste valeur marchande a été évaluée à la date d'octroi selon le modèle Black-Scholes d'évaluation de la juste valeur du prix des options et d'après les hypothèses suivantes :

	1 ^{er} mars 2005	11 mai 2005	16 août 2005
Rendement boursier (<i>en %</i>)	3,44	3,44	3,44
Volatilité anticipée (<i>en %</i>)	15,3	15,2	14,9
Taux d'intérêt hors risque (<i>en %</i>)	4,28	4,12	3,93
Durée de vie moyenne pondérée (années)	7,5	7,5	7,5

16. Écart de conversion

(en milliers de dollars)

	2005	2004
Solde au début de l'exercice	(15 497)\$	(12 515)\$
Effet des fluctuations du taux de change	(815)	(2 982)
Solde à la fin de l'exercice	(16 312)\$	(15 497)\$

17. Charges financières

(en milliers de dollars)

	2005	2004
Amortissement de la dette et frais d'émission des actions	1 093 \$	1 984 \$
Intérêt – dette à long terme	143 505	101 094
– emprunts à court terme	5 435	17 181
Intérêts imputés à la construction (<i>note 2</i>)	(6 727)	(4 895)
Intérêts créditeurs	(3 752)	(4 081)
Gain de change non réalisé sur la dette à long terme	(2 335)	(1 229)
	137 219 \$	110 054 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Aux 31 décembre 2005 et 2004

18. Gain tiré du règlement de questions contractuelles

Fortis a constaté au premier trimestre de 2005 un gain après impôt de 7,9 millions de dollars (10 millions de dollars avant impôts) tiré du règlement de questions contractuelles entre FortisOntario et OPGI.

19. Impôts sur le bénéfice

Rapprochement du taux d'imposition consolidé prescrit et du taux d'imposition consolidé effectif :

(en %)	2005	2004
Taux d'imposition prescrit	35,4	35,8
Impôt des grandes sociétés	2,0	2,3
Coût des régimes de retraite	(0,9)	(1,4)
Part des actionnaires sans contrôle du bénéfice des sociétés en nom collectif	(0,3)	(0,4)
Différence entre le taux prescrit au Canada et celui s'appliquant aux filiales étrangères	(3,3)	(2,3)
Éléments capitalisés pour la comptabilité mais passés en charges aux fins d'impôt	(1,5)	(1,6)
Redressement fiscal de Cornwall Electric	(0,7)	–
Utilisation des pertes autres qu'en capital	–	(1,3)
Incidence de la variation du taux d'imposition sur les impôts futurs	–	(0,1)
Autres	(0,1)	(0,9)
Taux d'imposition effectif	30,6	30,1

Les éléments de la provision aux fins d'impôt sont les suivants :

(en milliers de dollars)	2005	2004
Au Canada		
Impôts à court terme	55 762 \$	36 939 \$
Impôts futurs	11 798	8 332
	67 560	45 271
À l'étranger		
Impôts à court terme	2 326	982
Impôts futurs	530	674
	2 856	1 656
Charge d'impôts	70 416 \$	46 927 \$

Les impôts futurs sont inclus pour évaluer les écarts temporaires. L'actif et le passif d'impôts futurs comprennent les éléments suivants :

(en milliers de dollars)	2005	2004
(Actif) passif d'impôts futurs sur le bénéfice		
Mécanisme d'ajustement des coûts de l'électricité	5 123 \$	8 390 \$
Services publics et biens productifs	(5 744)	23 067
Provision pour moins-value – Cornwall Electric	–	4 900
Droits de captation d'eau	5 067	6 587
Avantages sociaux futurs	(8 400)	(7 299)
Frais d'émission des actions et du financement de la dette	(2 010)	(1 760)
Charges reportées	981	1 521
Incitatifs aux locataires	2 382	2 388
Pertes reportées	(8 151)	(6 303)
Autres	3 369	(924)
(Actif) passif net d'impôts futurs sur le bénéfice	(7 383)	30 567
Actif à court terme d'impôts futurs	– \$	(4 204) \$
Passif à court terme d'impôts futurs	6 714	–
Actif à long terme d'impôts futurs	(58 815)	(13 661)
Passif à long terme d'impôts futurs	44 718	48 432
(Actif) passif net d'impôts futurs sur le bénéfice	(7 383)	30 567

La société disposait au 31 décembre 2005 d'une perte en capital et non en capital reportée d'environ 26,7 millions de dollars, dont une perte en capital de 0,6 million de dollars qui n'a pas été constatée dans les états financiers.

20. Avantages sociaux futurs

Relativement aux régimes de retraite à prestations déterminées, les prestations constituées et la valeur du marché ou la juste valeur des actifs du régime sont comptabilisées au 31 décembre de chaque année pour la société et Newfoundland Power, et au 30 septembre de chaque année pour FortisOntario, FortisAlberta et FortisBC. La plus récente évaluation actuarielle des régimes de retraite aux fins de financement a été effectuée le 31 décembre 2003 pour FortisOntario et Newfoundland Power, le 31 décembre 2004 pour FortisAlberta et FortisBC, et le 31 décembre 2005 pour la société. Les prochaines évaluations seront effectuées pour chaque entreprise au plus tard dans les 3 ans suivant la date de l'évaluation actuarielle la plus récente.

La répartition de l'actif en vertu des régimes de retraite à prestations déterminées de la société est la suivante :

Actifs du régime au 31 décembre

(en %)	2005	2004
Actions canadiennes	46	48
Instruments à taux fixe	38	37
Actions étrangères	14	12
Immobilier	2	3
	100	100

Répartition des régimes de retraite à prestations déterminées de la société selon l'état de capitalisation ou de (capitalisation partielle) de chacun :

	2005					
	Newfoundland Power	Fortis Inc.	FortisOntario	FortisAlberta	FortisBC	Total
(en milliers de dollars)						
Obligations en vertu des prestations constituées	226 725	4 218	24 558	19 815	114 324	389 640
Actif du régime	223 370	3 261	19 746	17 285	86 136	349 798
Capitalisation partielle	(3 355)	(957)	(4 812)	(2 530)	(28 188)	(39 842)

	2004					
	Newfoundland Power	Fortis Inc.	FortisOntario	FortisAlberta	FortisBC	Total
(en milliers de dollars)						
Obligations en vertu des prestations constituées	182 961	2 064	20 846	14 876	96 398	317 145
Actif du régime	197 906	1 802	18 220	17 650	73 405	308 983
Capitalisation (capitalisation partielle)	14 945	(262)	(2 626)	2 774	(22 993)	(8 162)

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Aux 31 décembre 2005 et 2004

20. Avantages sociaux futurs (suite)

(en milliers de dollars, sauf indication contraire)	Régimes de retraite à prestations déterminées (capitalisés)		Régimes de retraite à prestations déterminées complémentaires (non capitalisés)		Autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi (non capitalisés)	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Variation des obligations au titre des prestations constituées						
Solde au début de l'exercice	317 145 \$	198 344 \$	13 191 \$	8 798 \$	82 442 \$	60 970 \$
Passif associé aux acquisitions	–	105 162	–	–	–	1 293
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	8 314	6 491	470	429	1 680	1 913
Charges d'intérêt	19 756	15 961	727	780	4 856	3 991
Prestations versées	(17 557)	(13 626)	(386)	(489)	(2 221)	(1 760)
Perte (gain) actuarielle	50 070	2 790	(115)	3 673	15 762	16 035
Modifications au régime (note 4 xii))	11 277	824	–	–	98	–
Prestations de retraite spéciales	635	–	–	–	–	–
Virement net au régime	–	1 199	–	–	–	–
Solde à la fin de l'exercice	389 640 \$	317 145 \$	13 887 \$	13 191 \$	102 617 \$	82 442 \$
Variation de la valeur de l'actif du régime						
Solde au début de l'exercice	308 983 \$	198 340 \$	– \$	– \$	– \$	– \$
Actif associé aux acquisitions	–	92 058	–	–	–	–
Rendement effectif de l'actif du régime	42 768	18 962	–	–	–	–
Prestations versées	(17 557)	(13 626)	(386)	(489)	(2 221)	(1 760)
Cotisation des employés	3 139	3 426	–	–	–	–
Cotisation de l'employeur	12 465	8 697	386	489	2 221	1 760
Virement net au régime	–	1 126	–	–	–	–
Solde à la fin de l'exercice	349 798 \$	308 983 \$	– \$	– \$	– \$	– \$
État de capitalisation						
Déficit à la fin de l'exercice	(39 842)	(8 162)	(13 887)	(13 191)	(102 617)	(82 442)
Perte actuarielle nette non amortie	98 940	73 570	3 303	3 583	38 254	23 832
Coûts au titre des services antérieurs non amortis	13 748	3 815	–	–	319	–
Obligation transitoire non amortie	23 047	24 792	702	892	20 176	21 968
Cotisation de l'employeur postérieure à l'évaluation	1 301	(137)	–	–	125	–
Actif (passif) des prestations constituées à la fin de l'exercice (notes 5 et 11)	97 194 \$	93 878 \$	(9 882)\$	(8 716)\$	(43 743)\$	(36 642)\$
Hypothèses importantes						
Taux d'escompte au cours de l'exercice (en %)	6,00 à 6,25	6,00 à 6,50	6,00 à 6,25	6,00 à 6,50	6,00 à 6,25	6,00 à 6,75
Taux d'escompte au 31 décembre (en %)	5,00 à 6,00	6,00 à 6,25	5,25 à 6,00	6,00 à 6,25	5,00 à 6,00	6,00 à 6,25
Rendement à long terme prévu des actifs du régime (en %)	7,00 à 7,50	7,25 à 7,50	–	–	–	–
Taux de croissance de la rémunération (en %)	3,50 à 4,50	3,50 à 4,50	3,50 à 4,50	3,50 à 4,50	3,50 à 4,00	3,50 à 4,50
Tendance à la hausse du coût des soins de santé au 31 décembre (en %)	–	–	–	–	4,50 à 10,00	4,00 à 10,00
Nombre moyen d'années avant le départ à la retraite	12 à 16	9 à 17	4 à 16	11 à 17	12 à 17	11 à 17

	Régimes de retraite à prestations déterminées (capitalisés)		Régimes de retraite à prestations déterminées complémentaires (non capitalisés)		Autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi (non capitalisés)	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
<i>(en milliers de dollars)</i>						
Éléments des charges de prestations nettes						
Coûts au titre des services rendus au cours de l'exercice	5 387 \$	4 349 \$	470 \$	429 \$	1 680 \$	1 913 \$
Charge d'intérêts	19 756	15 961	727	780	4 856	3 991
Rendement réel de l'actif du régime	(42 768)	(18 962)	–	–	–	–
Perte (gain) actuarielle	50 070	2 790	(115)	3 673	15 762	16 035
Dépenses subies au cours de l'exercice	32 445	4 138	1 082	4 882	22 298	21 939
Écart entre les dépenses subies et les dépenses constatées au cours de l'exercice pour :						
Rendement de l'actif du régime	20 432	305	–	–	–	–
(Perte) gain actuarielle	(46 609)	(473)	279	(1 698)	(14 694)	(15 901)
Coûts au titre des services antérieurs	1 345	529	–	–	–	–
Prestations de retraite spéciales	635	–	–	–	–	–
Obligation transitoire et modifications	2 325	1 901	191	191	1 838	1 838
Règlements et réductions	49	–	–	–	–	–
Ajustement lié à la réglementation	(40)	(266)	30	(84)	(5 425)	(3 945)
Charges de prestations nettes	10 582 \$	6 134 \$	1 582 \$	3 291 \$	4 017 \$	3 931 \$

Pour 2005, l'effet d'une modification de 1 pour cent à la hausse ou à la baisse de la tendance du coût des soins de santé est le suivant :

<i>(en milliers de dollars)</i>	Augmentation de 1 % du taux	Diminution de 1 % du taux
Hausse (baisse) de l'obligation à l'égard des prestations constituées	14 099 \$	(11 384)\$
Hausse (baisse) des coûts au titre des services et des intérêts	1 177 \$	(896)\$

En 2005, la société a passé en charges 3,5 millions de dollars (3,6 millions de dollars en 2004) relativement aux régimes de retraite à prestations déterminées.

21. Acquisitions d'entreprises

2005

Acquisition de Princeton Light and Power Company, Limited

Fortis, par l'entremise d'une filiale indirecte en propriété exclusive, a acquis le 31 mai 2005, pour la somme totale de 3,7 millions de dollars, toutes les actions ordinaires et privilégiées émises et en circulation de PLP, entreprise de services publics d'électricité desservant environ 3 200 abonnés, surtout à Princeton, en Colombie-Britannique. PLP achète son électricité en gros auprès de FortisBC en vertu d'un contrat d'achat d'électricité.

L'acquisition a été financée au moyen d'une contrepartie de 3,3 millions de dollars assortie de l'émission de 23 668 actions ordinaires (ajustées en fonction du fractionnement d'actions) de la société à la juste valeur de 18,71 \$ (ajustée en fonction du fractionnement d'actions) par action ordinaire, correspondant au cours moyen sur 5 jours des actions ordinaires de la société pour les cinq jours ouvrables ayant immédiatement précédé l'acquisition de cette entreprise.

L'acquisition a été comptabilisée au moyen de la méthode de l'achat pur et simple, selon laquelle les résultats de l'ensemble des activités d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à compter du 31 mai 2005. La valeur comptable de ces actifs et de ces passifs a été imputée à titre de juste valeur pour la ventilation du prix d'achat. La nature réglementée de PLP et la détermination de ses produits et de son bénéfice sont fondées sur des valeurs historiques qui ne fluctuent pas selon les conditions du marché ou les changements de propriétaire. En conséquence, aucune augmentation de la juste valeur du marché n'a été constatée comme faisant partie du prix d'achat des actifs ou des passifs individuels, car tout avantage et toute obligation qui leur sont associés seront transmis à la clientèle.

21. Acquisitions d'entreprises (suite)

La ventilation du prix d'achat aux actifs nets fondés sur leur juste valeur est comme suit :

(en milliers de dollars)

Juste valeur attribuée à l'actif net :	
Immobilisations des services publics	6 381 \$
Actif à court terme	1 168
Écart d'acquisition	1 210
Autres éléments de l'actif	445
Passif à court terme	(1 109)
Dette à long terme prise en charge	(3 990)
Impôts futurs sur le bénéfice	(329)
Autres éléments du passif	(75)
	3 701 \$

Fortis Properties

Pour une contrepartie en espèces de 62,8 millions de dollars, Fortis Properties a fait, le 1^{er} février 2005, l'acquisition d'actifs composés d'un hôtel Greenwood Inn au Manitoba et de deux hôtels Greenwood Inn en Alberta. L'acquisition a été comptabilisée au moyen de la méthode de l'achat pur et simple, selon laquelle les résultats de l'ensemble des activités d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à compter de la date d'acquisition.

La ventilation du prix d'achat aux actifs nets fondés sur leur juste valeur est comme suit :

(en milliers de dollars)

Juste valeur attribuée à l'actif net :	
Biens productifs	62 600 \$
Autres éléments de l'actif	229
Autres éléments du passif	(69)
	62 760 \$

2004

Acquisition des filiales de services publics de l'Alberta et de la Colombie-Britannique

Le 31 mai 2004, Fortis, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive Fortis West Inc., a acquis toutes les actions émises et en circulation d'Aquila Networks Canada (Alberta) Ltd. (cette entreprise a par la suite reçu le nom de « FortisAlberta ») et d'Aquila Networks Canada (British Columbia) Ltd. (cette entreprise a par la suite reçu le nom de « FortisBC »), pour une contrepartie totale de 1 476 millions de dollars. Le prix d'achat net de 776,6 millions de dollars payé, y compris le coût d'acquisition, était fondé sur les estimations du bilan des deux entreprises au 31 mai 2004. Au cours de 2004, le bilan de ces deux entreprises de services publics a été dressé en date du 31 mai 2004 et l'ajustement du prix net d'achat a été calculé. Le montant net du règlement, combiné aux ajustements de l'imputation au prix d'achat, a eu pour effet de réduire le prix d'achat net de 1,6 million de dollars.

L'acquisition a été comptabilisée au moyen de la méthode de l'achat pur et simple, selon laquelle les résultats de l'ensemble des activités d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à compter du 31 mai 2004. La valeur comptable de ces actifs et de ces passifs a été imputée à titre de juste valeur pour la ventilation du prix d'achat. FortisAlberta et FortisBC sont réglementées selon le mode habituel du coût des services. La nature réglementée de ces entreprises et la détermination de leurs produits et de leur bénéfice sont fondées sur des valeurs historiques qui ne fluctuent pas selon les conditions du marché ou les changements de propriétaire. En conséquence, aucune augmentation de la juste valeur du marché n'a été constatée comme faisant partie du prix d'achat des actifs ou des passifs individuels, car tout avantage et toute obligation qui leur sont associés seront transmis à la clientèle.

La ventilation du prix d'achat aux actifs nets fondés sur leur juste valeur est comme suit :

(en milliers de dollars)	FortisAlberta	FortisBC	Total
Juste valeur attribuée à l'actif net :			
Immobilisations des services publics moins ajustement de l'assiette fiscale réglementée	499 592 \$	488 865 \$	988 457 \$
Actif à court terme	82 680	38 243	120 923
Écart d'acquisition	229 097	219 509	448 606
Autres éléments de l'actif	8 094	13 239	21 333
Passif à court terme	(57 110)	(33 063)	(90 173)
Dette à long terme prise en charge	–	(154 709)	(154 709)
Dette et intérêts courus, refinancés par la suite	(402 343)	(155 038)	(557 381)
Impôts futurs sur le bénéfice	13 145	(1 600)	11 545
Autres éléments du passif réglementé	(40 849)	–	(40 849)
	332 306	415 446	747 752
Encaisse	16 067	12 818	28 885
	348 373 \$	428 264 \$	776 637 \$

Acquisition de la participation restante de cinq pour cent dans BECOL

Le 20 mai 2004, Fortis a acquis de la commission de la sécurité sociale du gouvernement du Belize, au coût de 4,8 millions de dollars (3,5 millions de dollars US), la participation de cinq pour cent qui lui manquait dans BECOL, ce qui en fait une filiale indirecte en propriété exclusive de la société. En janvier 2001, Fortis avait acquis, au coût global de 62 millions de dollars US, la participation de 95 pour cent de Duke Energy Group, Inc. dans BECOL. L'acquisition a été comptabilisée au moyen de la méthode de l'achat pur et simple, selon laquelle la participation restante de cinq pour cent dans BECOL a été incluse dans les états financiers consolidés à compter du 20 mai 2004. Le prix d'achat de 4,8 millions de dollars a été ventilé à la juste valeur des actifs et des passifs au 20 mai 2004.

22. a) Information sectorielle

Les conventions comptables relatives aux secteurs sont décrites au sommaire des principales conventions comptables. L'information sectorielle est la suivante :

Exercice terminé le 31 décembre 2005 (en milliers de dollars)	Filiales réglementées						Filiales non réglementées			Élimi- nation inter- secto- rielle	Consoli- dation	
	Nfld Power	Maritime Electric	Fortis Ontario	Fortis Alberta	Fortis BC	Total Canada	Total Antilles	Fortis Generation	Fortis Properties			Secteur général
Produits d'exploitation	419 963	116 693	139 668	259 775	194 765	1 130 864	75 790	83 955	154 403	9 977	(24 984)	1 430 005
Quote-part du bénéfice	–	–	–	–	–	–	11 466	–	–	–	–	11 466
Coût d'appro- visionnement en électricité	255 954	71 568	110 164	–	60 412	498 098	40 845	6 204	–	–	(11 232)	533 915
Charges d'exploitation	53 812	12 535	14 520	113 006	64 738	258 611	10 725	17 812	99 967	9 490	(4 225)	392 380
Amortissement	32 143	9 670	5 100	61 395	19 038	127 346	5 770	10 380	11 244	2 882	–	157 622
Bénéfice d'exploitation	78 054	22 920	9 884	85 374	50 577	246 809	29 916	49 559	43 192	(2 395)	(9 527)	357 554
Charges financières	31 369	7 614	5 058	24 198	18 513	86 752	5 614	14 051	19 988	20 341	(9 527)	137 219
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	16 606	–	16 606
Gain tiré du règlement de questions contractuelles	–	–	–	–	–	–	–	(10 000)	–	–	–	(10 000)
Impôts sur le bénéfice	15 368	6 224	493	25 105	7 424	54 614	1 261	13 811	9 077	(8 347)	–	70 416
Part des actionnaires sans contrôle	588	–	–	–	–	588	3 610	2 183	–	(165)	–	6 216
Bénéfice (perte) net(te)	30 729	9 082	4 333	36 071	24 640	104 855	19 431	29 514	14 127	(30 830)	–	137 097
Écart d'acquisition	–	19 858	42 947	228 615	220 719	512 139	–	–	–	–	–	512 139
Actifs identifiables	850 059	267 565	120 867	758 449	722 392	2 719 332	212 157	267 049	427 753	41 655	(28 702)	3 639 244
Actif des placements à valeur de consolidation	–	–	–	–	–	–	164 808	–	–	–	–	164 808
Total de l'actif	850 059	287 423	163 814	987 064	943 111	3 231 471	376 965	267 049	427 753	41 655	(28 702)	4 316 191
Dépenses en immobilisations	55 399	40 369	10 913	164 962	115 989	387 632	15 197	19 310	83 875	2 615	–	508 629

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Aux 31 décembre 2005 et 2004

22. a) Information sectorielle (suite)

Exercice terminé le 31 décembre 2004 (en milliers de dollars)	Filiales réglementées							Filiales non réglementées			Élimi- nation inter- secto- rielle	Consoli- dation
	Nfld Power	Maritime Electric	Fortis Ontario	Fortis Alberta	Fortis BC	Total Canada	Total Antilles	Fortis Generation	Fortis Properties	Secteur général		
Produits d'exploitation	404 447	115 407	125 250	129 738	109 522	884 364	71 945	69 170	134 363	10 175	(24 730)	1 145 287
Quote-part du bénéfice	-	-	-	-	-	-	842	-	-	-	-	842
Coût de l'appro- visionnement en électricité	244 012	71 345	96 543	-	32 901	444 801	37 711	5 849	-	-	(11 011)	477 350
Charges d'exploitation	51 755	12 459	12 273	60 177	33 432	170 096	11 033	16 083	87 237	8 691	(3 862)	289 278
Amortissement	30 987	9 176	4 751	31 356	9 893	86 163	6 127	10 189	9 711	1 482	-	113 672
Bénéfice d'exploitation	77 693	22 427	11 683	38 205	33 296	183 304	17 916	37 049	37 415	2	(9 857)	265 829
Charges financières	30 394	8 656	5 233	10 782	8 531	63 596	5 571	15 418	18 080	17 246	(9 857)	110 054
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12 319	-	12 319
Impôts sur le bénéfice	15 586	5 591	2 197	8 856	7 058	39 288	982	6 977	7 519	(7 839)	-	46 927
Part des actionnaires sans contrôle	591	-	-	-	-	591	3 358	1 891	-	(166)	-	5 674
Bénéfice (perte) net(te)	31 122	8 180	4 253	18 567	17 707	79 829	8 005	12 763	11 816	(21 558)	-	90 855
Écart d'acquisition	-	19 858	45 577	229 097	219 509	514 041	-	-	-	-	-	514 041
Actifs identifiables	825 310	240 268	118 326	612 480	613 436	2 409 820	200 305	267 758	354 223	53 017	(22 440)	3 262 683
Actif des placements à valeur de consolidation	-	-	-	-	-	-	161 292	-	-	-	-	161 292
Total de l'actif	825 310	260 126	163 903	841 577	832 945	2 923 861	361 597	267 758	354 223	53 017	(22 440)	3 938 016
Dépenses en immobilisations	60 315	26 806	9 631	73 564	57 111	227 427	16 661	17 290	16 123	1 168	-	278 669

22. b) Opérations entre apparentés

Les opérations entre apparentés font partie du cours normal de l'exploitation et elles se mesurent comme montant d'échange, soit le montant de la contrepartie déterminée et convenue par les apparentés. Les importantes opérations entre apparentés étaient principalement liées à la vente d'électricité de BECOL à Belize Electricity et aux charges financières sur des emprunts interentreprises. Les importantes opérations entre apparentés pour les exercices 2005 et 2004 sont décrites en détail ci-dessous :

(en milliers de dollars)	2005	2004
Ventes de BECOL à Belize Electricity	8 217 \$	8 071 \$
Charges financières sur emprunts interentreprises :		
du secteur général à FortisBC	-	2 418
du secteur général à Fortis Properties	3 763	1 946
du secteur général à BECOL	2 222	1 889
de BECOL à Belize Electricity	2 266	2 129

23. Renseignements complémentaires aux états consolidés des flux de trésorerie

(en milliers de dollars)	2005	2004
Intérêts versés	146 687 \$	121 500 \$
Impôts sur le bénéfice versés	43 396 \$	41 243 \$

24. Instruments financiers

Juste valeur

Les estimations de la juste valeur commencent à un moment spécifique à partir de l'information disponible sur les instruments financiers et la conjoncture actuelle du marché. Les estimations sont de nature subjective et comportent certains jugements importants et incertitudes.

La valeur comptable des instruments financiers incluse dans l'actif et le passif aux bilans consolidés se rapproche de la juste valeur, reflétant l'échéance à court terme et les conditions de négociation habituelles du financement de ces instruments. La juste valeur de la dette à long terme est fonction du prix actuel des instruments financiers de durées comparables. La juste valeur des contrats à terme de change des devises et de swap de taux d'intérêt reflète le montant estimatif que la société devrait payer si elle était forcée de régler tous ses contrats en cours à la fin de l'exercice. Cette juste valeur correspond à une estimation à un moment donné qui pourrait ne pas être pertinente aux fins de la projection du bénéfice et des flux de trésorerie futurs de la société.

Gestion des risques

La société est exposée aux fluctuations du taux de change des devises associées à ses activités libellées en dollars US. La société peut s'engager de temps à autre dans des opérations de couverture de sa vulnérabilité aux devises relativement à ses investissements étrangers en passant des contrats de change à terme de compensation. La société ne détient ni n'émet d'instruments financiers dérivés aux fins de négociation.

Les gains ou pertes de change sur les instruments financiers libellés en devises servant à couvrir les investissements en devises sont comptabilisés à titre d'ajustement au compte d'écart de conversion.

Risque des taux d'intérêt

La dette à long terme est émise à des taux d'intérêt fixes qui réduisent la vulnérabilité aux flux de trésorerie et aux taux d'intérêt. La société est principalement assujettie aux risques associés à la fluctuation des taux d'intérêt sur ses emprunts à court terme et autres facilités de crédit à taux variables. La société désigne ses contrats de swap de taux d'intérêt comme éléments de couverture de sa dette sous-jacente. Les charges d'intérêt sur la dette sont ajustées afin d'y inclure les sommes payées ou reçues lors des swaps de taux d'intérêt.

Risques de crédit

La société est exposée à un risque de crédit si les contreparties à ses instruments financiers dérivés n'exécutent pas leurs obligations. Ce défaut d'exécution n'est pas anticipé, car ces contreparties sont principalement des institutions financières hautement cotées. En outre, la société est exposée à un risque de crédit de la part de sa clientèle. La société possède cependant un bassin important et diversifié de clients, ce qui réduit la concentration du risque.

Réglementation des tarifs

Certains des services publics réglementés de la société ont des comptes de stabilisation des tarifs approuvés par les organismes de réglementation afin de récupérer l'excédent du coût de l'électricité par rapport à un repère établi. Ces comptes réduisent l'incidence sur les résultats financiers de la fluctuation du coût de l'électricité.

25. Engagements

(en millions de dollars)	Total	< 1 an	1 à 3 ans	4 à 5 ans	> 5 ans
Obligations d'achat d'électricité					
FortisBC a)	2 917,1 \$	37,7 \$	72,2 \$	74,0 \$	2 733,2 \$
FortisOntario b)	344,3	21,3	64,5	46,7	211,8
Maritime Electric c)	4,0	4,0	–	–	–
Coût en capital d)	454,5	20,0	47,9	39,1	347,5
PTB e)	68,1	2,5	4,9	4,9	55,8
Ententes sur les services partagés et les actifs à utilisation commune f)	63,8	3,7	11,2	6,5	42,4
Obligations des baux d'exploitation g)	21,0	4,4	10,6	5,4	0,6
Bail des bureaux de FortisBC h)	22,3	0,9	1,9	2,7	16,8
Autres	5,7	1,5	2,9	0,1	1,2
Total	3 900,8 \$	96,0 \$	216,1 \$	179,4 \$	3 409,3 \$

a) Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC comprennent le contrat d'achat d'électricité de Brilliant Power, ainsi que des contrats fermes d'achat d'électricité. Le 3 mai 1996, la BCUC a autorisé un contrat d'achat d'électricité de 60 ans visant la production de la centrale hydroélectrique de Brilliant, située près de Castlegar, en C.-B. La centrale de Brilliant appartient à Brilliant Power Corporation (« BPC »), société appartenant en parts égales à Columbia Power Corporation et au Columbia Basin Trust. FortisBC exploite et entretient la centrale de Brilliant pour le compte de BPC moyennant des honoraires de gestion. Le contrat exige des paiements mensuels fixes selon un contrat de prise ferme pour des quantités prédéterminées d'électricité fondées sur l'hydraulicité de la rivière. Le contrat prévoit également un ajustement au prix du marché après 30 des 60 années de la durée du contrat. FortisBC comptabilise le contrat comme bail d'exploitation tel que l'exige la BCUC. En outre, FortisBC détient jusqu'en 2013 un contrat ferme d'achat d'électricité à long terme à versement minimal auprès de BC Hydro. Ce contrat comprend une disposition de prise ferme en fonction d'un roulement de 5 ans pour l'identification de ses besoins d'électricité.

25. Engagements (suite)

- b) Les obligations d'achat d'électricité de FortisOntario comprennent principalement un contrat de prise ferme à long terme entre Cornwall Electric et Marketing d'énergie Hydro-Québec Inc. pour la fourniture d'électricité et de capacité. Le contrat prévoit l'achat annuel d'environ 237 gigawattheures d'électricité et autorise une demande de pointe pouvant atteindre 45 MW en tout temps. Le contrat, qui expirera le 31 décembre 2019, assure approximativement un tiers de l'approvisionnement de Cornwall Electric. Cornwall Electric détient également un contrat d'un an en vigueur auprès de Marketing d'énergie Hydro-Québec Inc. qui expirera le 30 juin 2006. Ce contrat de prise ferme procure de l'électricité selon les besoins, mais facture 0,14 million de dollars par mois pour une puissance de 100 MW.
- c) Maritime Electric détient un contrat de prise ferme pour l'achat d'électricité ou de capacité. Ce contrat s'élève à environ 4,0 millions de dollars et vient à échéance en octobre 2006.
- d) Maritime Electric a droit à environ 6,7 pour cent de la production de la centrale électrique Dalhousie et à environ 4,7 pour cent de celle de la centrale nucléaire de Pointe Lepreau, appartenant toutes deux à Énergie NB, pour la durée de vie de chacune d'entre elles. En contrepartie de sa participation, Maritime Electric doit payer sa part du coût en capital de ces centrales.
- e) Le 15 juillet 2003, FortisBC a commencé à exploiter le PTB en vertu d'une entente dont la durée expire en 2056 (à moins que l'entreprise ne résilie l'entente en exerçant son droit, en tout temps après la date anniversaire de l'entente en 2029, de donner un préavis de résiliation de 36 mois). Cette entente prévoit que FortisBC paiera une charge liée au recouvrement du coût en capital du PTB et des charges d'exploitation s'y rapportant.
- f) FortisAlberta et une entreprise albertaine de transport d'électricité ont conclu une entente aux fins de relier au réseau de transport de cette entreprise le réseau de distribution de FortisAlberta. Les modalités d'expiration de cette entente prévoient qu'elle demeurera en vigueur jusqu'à ce que l'entreprise ne soit plus reliée à ce réseau de transport. En raison de la durée illimitée de l'entente, le calcul des paiements futurs après 2010 comprend les paiements jusqu'à la fin d'une période de 20 ans. Toutefois, les paiements en vertu de l'entente peuvent continuer indéfiniment. FortisAlberta et l'entreprise albertaine de transport d'électricité ont également conclu un certain nombre de contrats de service afin d'assurer, en la coordonnant, l'efficacité de l'exploitation. Les contrats ont des modalités d'expiration minimales de 5 ans à compter du 1^{er} septembre 2005 et sont sujets à reconduction de gré à gré.
- g) Les obligations du bail d'exploitation portent sur la location de certains bureaux, de véhicules et de matériel en plus de celle des actifs de distribution de l'électricité de Port Colborne Hydro Inc.
- h) En vertu d'un contrat de cession-bail daté du 29 septembre 1993, FortisBC a loué pour 30 ans l'immeuble de bureaux qu'elle occupe à Trail, en C.-B. Les termes de ce contrat octroient à FortisBC une option de rachat à la 20^e et à la 28^e années du bail. Le 1^{er} décembre 2004, FortisBC a également signé un bail de cinq ans pour son siège social de Kelowna. Les termes de ce bail permettent sa résiliation sans indemnité après trois ans.
- i) Les filiales réglementées de la société sont tenues d'assurer des services aux abonnés au sein de leur territoire respectif. Les dépenses en immobilisations de ces filiales réglementées découlent en grande partie des demandes de leur clientèle ou comportent d'importants projets d'immobilisations spécifiquement autorisés par leur organisme de réglementation respectif. Le programme consolidé d'immobilisations de la société, y compris celui des secteurs non réglementés, devrait comporter près de 450 millions de dollars en dépenses en immobilisations en 2006. Cet engagement n'apparaît pas au présent tableau synoptique.

26. Passif éventuel

FortisUS Energy

Des poursuites juridiques ont été intentées contre FortisUS Energy par le Village of Philadelphia (« Village »), dans l'État de New York. Le Village allègue que FortisUS Energy devrait honorer une série de paiements actuels et futurs, totalisant environ 7,1 millions \$US (8,6 millions \$CA), prévus par une entente entre le Village et un ancien propriétaire de la centrale. Cette centrale, située dans la municipalité du Village of Philadelphia, appartient maintenant à FortisUS Energy. La First American Title Insurance Company conteste la poursuite au nom de FortisUS Energy. La direction croit que la réclamation ne donnera pas gain de cause et, par conséquent, aucune provision n'a été prévue dans ces états financiers consolidés. Tout montant que FortisUS Energy pourrait être tenue de verser serait débité au bénéfice pendant l'année au cours de laquelle une telle détermination est effectuée.

FortisBC

FortisBC a correspondu avec le ministère des Forêts de la C.-B. (le « ministère ») et a rencontré les représentants du ministère afin de discuter de la possibilité qu'une facture soit établie à la société relativement au coût d'extinction de certains incendies de forêt survenus en 2003 sur le territoire desservi par l'entreprise. Le ministère a invoqué une infraction au code des pratiques forestières et la négligence et déposé, sans le signifier, un bref et une déclaration contre FortisBC. FortisBC est présentement en communication avec le ministère et ses assureurs. De plus, FortisBC a été informée que deux brefs et déclarations ont été déposés, mais non signifiés, par des propriétaires privés relativement à la même question. Le résultat ne peut être raisonnablement déterminé et évalué pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été accumulé dans les états financiers consolidés.

FortisBC s'est vu signifier le 5 janvier 2006 un bref et une déclaration déposés auprès de la Cour suprême de la C.-B. en vertu de la loi sur les recours collectifs de 1995, au nom de l'ensemble des abonnés présents et passés de FortisBC et qui se sont vu facturer par FortisBC ou lui ont versé des pénalités de retard, en tout temps entre le 1^{er} avril 1981 et la date de tout jugement relatif à cette poursuite. La réclamation invoque que la confiscation de l'escompte de paiement rapide offert aux abonnés constitue un « intérêt » au sens de l'article 347 du Code criminel et, du fait que le taux annuel effectif d'un tel intérêt dépasse 60 pour cent, qu'il est illégal et nul. Ce recours collectif cherche à obtenir des dommages et le remboursement de tous les escomptes de paiement rapide qui ont été ainsi confisqués. Le résultat ne peut pas être raisonnablement déterminé et évalué pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été accumulé dans les états financiers consolidés.

Services publics réglementés

Les services publics réglementés sont assujettis à diverses poursuites et à des réclamations dans le cours normal de leurs activités. La direction est d'avis que le montant des responsabilités, le cas échéant, à l'égard de ces poursuites, n'aurait pas d'incidence sur la situation financière de la société ni sur ses résultats d'exploitation.

27. Chiffres correspondants de l'exercice précédent

Certains chiffres correspondants ont été reclassés afin de se conformer au classement de l'exercice, et certaines modifications sont survenues dans la présentation comme le décrit la note 3.

Rétrospective financière

État des résultats (en milliers de dollars)	2005	2004 ¹⁾	2003	2002
Produits, y compris la quote-part du bénéfice	1 441 471	1 146 129	843 080	715 465
Charges d'exploitation	926 295	766 628	578 731	476 969
Amortissement	157 622	113 672	62 327	65 063
Charges financières	137 219	110 054	82 335	70 728
Dividendes sur actions privilégiées	16 606	12 319	3 952	2 736
Gain sur règlement de questions contractuelles	10 000	–	–	–
Impôts sur le bénéfice de la société	70 416	46 927	38 236	32 488
Résultats afférents aux activités abandonnées et autres éléments inhabituels	–	–	–	–
Part des actionnaires sans contrôle	6 216	5 674	3 869	4 229
Bénéfice net applicable aux actions ordinaires	137 097	90 855	73 630	63 252
Bilans (en milliers de dollars)				
Actif à court terme	312 693	293 423	191 032	180 122
Autres éléments de l'actif y compris l'écart d'acquisition	815 436	768 077	242 320	204 837
Investissements à long terme	167 393	163 769	167 752	95 751
Immobilisations des services publics et biens productifs	3 020 669	2 712 747	1 562 693	1 459 300
Total de l'actif	4 316 191	3 938 016	2 163 797	1 940 010
Passif à court terme	423 298	538 258	296 056	334 467
Dépôts échéant à plus d'un an	–	–	–	–
Crédits reportés, passifs réglementaires et impôts futurs sur le bénéfice	195 759	138 198	61 956	38 835
Dettes à long terme et obligations locatives	2 124 674	1 904 431	1 031 358	940 910
Part des actionnaires sans contrôle	39 555	37 487	36 770	39 955
Actions privilégiées	319 492	319 530	122 992	–
Capitaux propres	1 213 413	1 000 112	614 665	585 843
Flux de trésorerie (en milliers de dollars)				
Activités d'exploitation	303 425	272 268	156 682	134 422
Activités de financement	224 088	777 044	232 011	261 043
Activités d'investissement	466 944	1 026 256	308 006	348 724
Dividendes, excluant ceux sur actions privilégiées	64 171	50 514	38 456	35 070
Statistiques financières				
Rendement moyen des capitaux propres ordinaires (en %)	12,40	11,28	12,30	12,23
Ratios de structure financière (en %) (fin d'exercice)				
Dettes à long terme et obligations locatives (excluant la portion à court terme)	57,5	58,1	57,1	60,1
Part des actionnaires sans contrôle	1,1	1,2	2,0	2,5
Titres privilégiés et part des capitaux propres des débetures convertibles	8,7	9,9	6,9	0,1
Capitaux propres ordinaires	32,7	30,8	34,0	37,3
Couverture des intérêts (x)				
Dettes	2,5	2,3	2,2	2,3
Toutes les charges fixes	2,1	2,0	2,1	2,2
Dépenses en immobilisations (en milliers de dollars)	508 629	278 669	207 740	228 830
Données relatives aux actions ordinaires ²⁾				
Valeur comptable par action (fin de l'exercice) (en dollars)	11,74	10,45	8,82	8,50
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	101 750	84 738	69 236	65 108
Bénéfice par action ordinaire (en dollars)	1,35	1,07	1,06	0,97
Dividendes déclarés par action ordinaire (en dollars)	0,605	0,548	0,525	0,498
Dividendes payés par action ordinaire (en dollars)	0,588	0,540	0,520	0,485
Ratio dividende/bénéfice (en %)	43,7	50,3	48,9	49,9
Ratio cours/bénéfice (x)	18,0	16,2	13,9	13,5
Sommaire boursier ²⁾				
Prix à la clôture (en dollars) (TSX)	24,27	17,38	14,73	13,13
Volume (en milliers)	37 706	29 254	31 180	21 676

¹⁾ Certains chiffres correspondants de 2004 ont été rétroactivement retraités afin de refléter la modification de la présentation découlant de l'adoption, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, de la NOC-19 de l'ICCA.

²⁾ Pour tous les exercices présentés, certaines données sur les actions ordinaires et le sommaire boursier ont été retraitées afin de tenir compte du fractionnement d'actions à raison de 4 pour 1 survenu en octobre 2005.

2001	2000	1999	1998	1997	1996	1995
628 254	580 197	505 218	472 725	486 662	474 293	447 035
418 117	417 607	356 227	339 429	341 024	334 388	315 003
62 495	52 513	45 407	42 428	41 147	35 993	37 998
62 655	52 737	43 090	40 662	38 658	38 487	37 246
2 975	2 975	2 975	2 975	6 232	7 325	4 448
-	-	-	-	-	-	-
28 732	17 228	27 476	22 998	29 449	28 029	20 334
4 179	2 771	(57)	3 696	369	-	-
3 862	3 149	803	515	515	1 026	1 414
53 597	36 759	29 183	27 414	30 006	29 045	30 592
134 935	165 814	92 862	94 123	78 603	70 456	72 659
123 011	116 912	160 998	162 487	160 445	160 470	120 289
82 211	81 515	-	-	-	-	-
1 245 940	1 056 291	929 909	750 223	747 461	736 338	693 178
1 586 097	1 420 532	1 183 769	1 006 833	986 509	967 264	886 126
272 439	224 431	229 569	147 764	172 158	172 493	153 368
-	-	15 640	15 745	20 444	17 448	16 703
31 628	24 110	27 538	21 942	23 307	23 388	17 024
746 092	678 349	487 828	424 275	385 627	335 654	285 343
36 419	31 502	29 381	8 430	8 430	8 430	18 990
50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	100 000	100 000
449 519	412 140	343 813	338 677	326 543	309 851	294 698
94 115	97 499	84 679	68 898	63 202	86 351	60 701
171 358	177 820	66 797	15 858	16 721	33 992	60 057
239 726	240 698	122 469	65 882	54 093	95 838	103 078
29 913	27 661	24 303	23 824	22 968	22 416	22 048
12,44	9,73	8,55	8,24	9,43	9,61	10,74
58,2	57,8	53,5	51,7	50,0	44,5	41,8
2,8	2,7	3,2	1,0	1,1	1,1	2,7
3,9	4,3	5,5	6,1	6,5	13,3	14,1
35,1	35,2	37,8	41,2	42,4	41,1	41,4
2,3	2,1	2,3	2,2	2,6	2,6	2,4
2,2	1,9	2,1	2,0	2,0	1,9	2,0
149 455	157 652	86 475	65 468	49 773	53 420	89 893
7,50	6,97	6,55	6,52	6,40	6,21	6,05
59 512	54 068	52 188	51 632	50 492	49 276	48 400
0,90	0,68	0,56	0,53	0,60	0,59	0,63
0,470	0,460	0,455	0,450	0,443	0,430	0,425
0,468	0,460	0,453	0,450	0,440	0,430	0,423
51,9	67,6	80,8	84,9	73,9	72,9	66,8
13,0	13,2	14,0	18,0	17,6	14,4	10,8
11,74	9,00	7,85	9,56	10,50	8,5	6,81
21 460	26 760	9 024	12 356	13 520	13 620	8 072



Les membres de la direction de **Fortis Inc.** (de g. à dr.) : le chef du contentieux et secrétaire de la société Ronald W. McCabe, le v.-p. des finances et chef des finances Barry V. Perry, le p.-d.g. H. Stanley Marshall et la secrétaire adjointe et directrice des relations avec les investisseurs et des relations publiques Donna G. Hynes

Newfoundland Power Inc.

Administrateurs : Bruce Chafe (président), Peggy Bartlett, William J. Daley, Ed Drover, Peter W. Fenwick, Chris Griffiths, H. Stanley Marshall, David G. Norris, Karl W. Smith, Dell Texmo, John C. Walker

Directeurs :

Karl W. Smith, président-directeur général
Jocelyn H. Perry, vice-président des finances
Lisa A. Hutchens, vice-présidente des relations avec la clientèle et des services généraux
Phonse J. Delaney, vice-président de l'ingénierie et de l'exploitation
Peter S. Alteen, vice-président de la réglementation et chef du contentieux

Maritime Electric Company, Limited

Administrateurs : A. James Casey (président), Kimberley D. Horrelt, James A. Lea, Earl A. Ludlow, R. Elmer MacDonald, H. Stanley Marshall, Michael A. Pavey, Cheryl L. Paynter, L. John Reddin, David W. Rodd, Eugene P. Rossiter, Lynn R. Young

Directeurs :

James A. Lea, président-directeur général
J. William Geldert, vice-président des finances, chef des finances et secrétaire
John D. Gaudet, vice-président de la planification et de l'approvisionnement
Fred J. O'Brien, vice-président du service à la clientèle

FortisOntario Inc.

Administrateurs : Gilbert S. Bennett (président), Peter E. Case, William J. Daley, Geoffrey F. Hyland, James A. Lea, H. Stanley Marshall, Oskar T. Sigvaldason, Karl W. Smith

Directeurs :

William J. Daley, président-directeur général
Glen C. King, vice-président des finances et chef des finances
Angus S. Orford, vice-président de l'exploitation
R. Scott Hawkes, vice-président des services généraux, chef du contentieux et secrétaire

FortisAlberta Inc.

Administrateurs : H. Stanley Marshall (président), Donald G. Bacon, Brian F. Bietz, Gregory E. Conn, Philip G. Hughes, John S. McCallum, Barry V. Perry, John C. Walker

Directeurs :

Philip G. Hughes, président-directeur général
D. James Harbilas, vice-président des finances et chef des finances
Karin C. F. Gashus, vice-présidente du service à la clientèle
Cynthia Johnston, vice-présidente des services généraux et de la réglementation
Alan M. Skiffington, vice-président des technologies de l'information et chef de l'informatique
Gary J. Smith, vice-président de l'exploitation et de l'ingénierie
Mike G. Olson, contrôleur
Robert J. Fink, chef du contentieux et secrétaire

FortisBC Inc.

Administrateurs : H. Stanley Marshall (président), Beth D. Campbell, Bruce Chafe, Richard (Kim) D. Deane, Philip G. Hughes, Roger Mayer, John S. McCallum, R. Harry McWatters, Barry V. Perry, John C. Walker

Directeurs :

John C. Walker, président-directeur général
Michele I. Leeners, vice-présidente des finances et chef des finances
Don L. Debiegne, vice-président de la production
Michael A. Mulcahy, vice-président du service à la clientèle et des services généraux
Doyle O. Sam, vice-président du transport et de la distribution
David C. Bennett, chef du contentieux et secrétaire

Belize Electricity Limited

Administrateurs : Robert Usher (président), Fernando E. Coye, J. F. Richard Hew, Philip G. Hughes, James A. Lea, H. Stanley Marshall, Karl H. Menzies, Yasin Shoman, Lynn R. Young

Directeurs :

Lynn R. Young, président-directeur général
Rene J. Blanco, vice-président des finances et chef des finances
Felix J. Murrin, vice-président de l'exploitation
Joseph Sukhnandan, vice-président de l'ingénierie et de l'approvisionnement
Juliet Estell, secrétaire

Caribbean Utilities Company, Ltd.

Administrateurs : David E. Ritch (président), Frank J. Crothers (vice-président), Philip A. Barnes, J. Bryan Bothwell, Sheree L. Ebanks, J. F. Richard Hew, Philip G. Hughes, Joseph A. Imparato, H. Stanley Marshall, Peter A. Thomson, Anna Rose S. Washburn

Directeurs :

J. F. Richard Hew, président-directeur général
Eddinton M. Powell, premier vice-président des finances et des services généraux et chef des finances
Robert L. Smith, vice-président de la production et de l'ingénierie
J. Lee Tinney, vice-président du transport et de la distribution
Robert D. Imparato, secrétaire et chef de la régie d'entreprise

Fortis Properties Corporation

Administrateurs : Linda L. Inkpen (présidente), Angus A. Bruneau, Bruce Chafe, Earl A. Ludlow, H. Stanley Marshall

Directeurs :

Earl A. Ludlow, président-directeur général
Neal J. Jackman, vice-président des finances et chef des finances
Nora M. Duke, vice-présidente des services hôteliers
Wayne W. Myers, vice-président de l'immobilier
Ronald W. McCabe, chef du contentieux et secrétaire

Conseil d'administration

Angus A. Bruneau **

Président, Fortis Inc., Saint-Jean, Terre-Neuve-et-Labrador

M. Bruneau, âgé de 70 ans, s'est joint en 1987 au conseil de Fortis Inc., dont il est aujourd'hui président. Il a pris sa retraite en 1996 comme Chef de la direction de Fortis Inc. M. Bruneau est administrateur de Fortis Properties Corporation et administrateur de Petro-Canada, du groupe SNC-Lavalin, d'Inco Limited et de Technologies du développement durable Canada. M. Bruneau quittera le conseil d'administration lors de l'assemblée spéciale annuelle du 2 mai 2006.

Peter E. Case *

Administrateur de sociétés, Freelon, Ontario

M. Case est âgé de 51 ans et s'est joint au conseil de Fortis Inc. en mai 2005. Il a été consultant auprès du secteur des entreprises de services publics depuis 2003, après avoir pris sa retraite comme directeur administratif de la recherche sur les investisseurs institutionnels chez Marchés mondiaux CIBC. Avant d'occuper ce poste, il a été gestionnaire chez BMO Nesbitt Burns. Il est administrateur de FortisOntario Inc. depuis mars 2003.

Bruce Chafe **

Directeur de sociétés, Saint-Jean, Terre-Neuve-et-Labrador

M. Chafe est âgé de 68 ans et s'est joint au conseil de Fortis Inc. en 1997. Il a été nommé en 2000 président du conseil de Newfoundland Power Inc. et il est administrateur de Fortis Properties Corporation et de FortisBC Inc. M. Chafe est aussi administrateur de plusieurs entreprises d'investissement privées. Il est associé principal à la retraite de Deloitte & Touche s.r.l.

Geoffrey F. Hyland *

Administrateur de sociétés, Caledon, Ontario

M. Hyland est âgé de 61 ans et il s'est joint au conseil de Fortis Inc. en 2001. Il a pris sa retraite en 2005 à titre de président-directeur général de ShawCor Ltd. M. Hyland est administrateur de FortisOntario Inc. Il est toujours membre du conseil de ShawCor Ltd. Il est également administrateur de Enerflex Systems Ltd. et de Exco Technologies Limited.

Linda L. Inkpen *

Médecin à Saint-Jean, Terre-Neuve-et-Labrador

La D^{re} Inkpen, âgée de 58 ans, s'est jointe au conseil de Fortis Inc. en 1994. Elle a été nommée en 2000 présidente du conseil de Fortis Properties Corporation et elle a déjà été présidente du conseil d'administration de Newfoundland Power Inc. La D^{re} Inkpen est membre de la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie.

H. Stanley Marshall

Président-directeur général de Fortis Inc., Saint-Jean, Terre-Neuve-et-Labrador

M. Marshall est âgé de 55 ans. Il est membre du conseil de Fortis Inc. depuis 1995. Il est entré au service de Newfoundland Power Inc. en 1979 et a été nommé en 1996 président-directeur général de Fortis Inc. M. Marshall est membre du conseil de toutes les filiales de Fortis et il est administrateur de Toromont Industries Ltd.

John S. McCallum **

Professeur de finance, Université du Manitoba, Winnipeg, Manitoba

M. McCallum, âgé de 62 ans, s'est joint au conseil de Fortis Inc. en juillet 2001. Il a été président de la Manitoba Hydro de 1991 à 2000 et conseiller politique du ministre fédéral des Finances de 1984 à 1991. M. McCallum est administrateur de FortisBC Inc. et de FortisAlberta Inc. Il est aussi administrateur de IGM Financial Inc., Toromont Industries Ltd. et Wawanesa.

David G. Norris **

Administrateur de sociétés, Saint-Jean, Terre-Neuve et Labrador

M. Norris, âgé de 58 ans, s'est joint au conseil de Fortis Inc. en mai 2005. Il est depuis 2001 consultant en finance et en gestion, avant quoi il a été vice-président directeur des finances et du développement commercial chez Fishery Products International Limited. Il a été auparavant sous-ministre des Finances et du conseil du Trésor du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. M. Norris est administrateur de Newfoundland Power Inc. depuis 2003.

Michael A. Pavey *

Vice-président directeur et chef des finances de Major Drilling Group International Inc., Moncton, Nouveau-Brunswick

M. Pavey, âgé de 58 ans, s'est joint en mai 2004 au conseil de Fortis Inc. Avant de se joindre en 1999 à Major Drilling Group International Inc., il a occupé des postes de cadre supérieur au sein de TransAlta Corporation. M. Pavey est administrateur de Maritime Electric Company, Limited depuis 2001.

Roy P. Rideout **

Administrateur de sociétés, Halifax, Nouvelle-Écosse

M. Rideout, âgé de 58 ans, s'est joint au conseil de Fortis Inc. en mars 2001. Il a pris sa retraite en octobre 2002 comme président-directeur général de Clarke Inc. Avant 1998, M. Rideout était président de Newfoundland Capital Corporation Limited. Il est également administrateur de Halifax International Airport Authority, Oceanex Inc. et NAV CANADA.

* Comité de vérification * Comité de régie d'entreprise et de mise en candidature * Comité des ressources humaines



Le conseil d'administration (de g. à dr.) : Geoffrey F. Hyland, Bruce Chafe, John S. McCallum, H. Stanley Marshall, Roy P. Rideout, David G. Norris, Angus A. Bruneau, Peter E. Case, Linda L. Inkpen et Michael A. Pavey

Agent des transferts et registraire

La Société de fiducie Computershare du Canada (Computershare) est responsable de la tenue du registre des actionnaires et de l'émission, du transfert et de l'annulation des certificats d'actions. Les transferts peuvent être effectués à ses bureaux de Halifax, Montréal et Toronto. Computershare distribue aussi les dividendes et diffuse les communiqués aux actionnaires. Toute question à ce sujet et toute correction aux communiqués aux actionnaires doivent être adressées à l'agent de transfert.

Société de fiducie Computershare du Canada

100, avenue University, 9^e étage
Toronto (Ontario) M5J 2Y1
Téléphone : 514.982.7555 ou 1.866.586.7638
Télécopieur : 416.263.9394 ou 1.888.453.0330
Courriel : service@computershare.com
www.computershare.com

Dépôt direct des dividendes

Les actionnaires peuvent bénéficier automatiquement du dépôt direct électronique de leurs dividendes à l'institution bancaire canadienne de leur choix en contactant l'agent de transfert.

Rapport annuel envoyé en double

Alors que nous nous efforçons d'éviter le doublement, il se peut que certains actionnaires reçoivent plus d'un exemplaire du rapport annuel en raison de l'enregistrement multiple d'actions. Les actionnaires désireux de consolider ces comptes devraient contacter l'agent de transfert.

Régimes de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions par les consommateurs

Fortis Inc. offre aux détenteurs d'actions ordinaires un régime de réinvestissement des dividendes¹⁾ et un régime d'achat d'actions par les consommateurs²⁾ pour les inciter à investir davantage dans Fortis Inc. Les participants peuvent ainsi déposer automatiquement leurs dividendes, ainsi que tout paiement additionnel en espèces (minimum de 100 \$ et maximum annuels de 20 000 \$) dans ce régime afin d'acheter d'autres actions ordinaires. Les actions sont vendues trimestriellement le 1^{er} mars, le 1^{er} juin, le 1^{er} septembre et le 1^{er} décembre au cours moyen du marché de la Bourse de Toronto. Les demandes d'information devraient être adressées à l'agent des transferts, Société de fiducie Computershare du Canada.

1) *Tous les détenteurs enregistrés d'actions ordinaires résidant au Canada ont le droit de participer au régime de réinvestissement des dividendes. Les actionnaires résidant hors du Canada peuvent aussi y participer à moins que ce genre de participation ne soit pas autorisé dans leur juridiction. Les résidents des États-Unis, de leurs territoires et de leurs possessions ne sont pas autorisés à participer au régime.*

2) *Le régime d'achat d'actions par les consommateurs est offert aux résidents des provinces de Terre-Neuve-et-Labrador et de l'Île-du-Prince-Édouard.*

Jour de l'évaluation

Pour les fins de gains en capital, les prix au jour de l'évaluation sont les suivants :

22 décembre 1971	1,531 \$
22 février 1994	7,156 \$

Symboles des actions

Les actions ordinaires, les actions privilégiées de premier rang de la série C et les actions privilégiées de premier rang de la série E de Fortis Inc. sont cotées à la Bourse de Toronto et se négocient respectivement sous les symboles FTS, FTS.PR.C et FTS.PR.E.

Cours des actions ordinaires*

Année	Haut	Bas	Fermeture
2005	25,64	17,00	24,27
2004	17,75	14,23	17,38
2003	15,24	11,63	14,73
2002	13,28	10,76	13,13
2001	11,89	8,56	11,74
2000	9,19	6,88	9,00
1999	9,93	7,29	7,85
1998	12,03	8,75	9,56
1997	10,63	7,83	10,50
1996	8,68	6,75	8,50

* Reflète un fractionnement d'actions à raison de 4 pour 1 survenu en octobre 2005

Fortis Inc.

Édifice Fortis, bureau 1201
139, rue Water
C. P. 8837
Saint-Jean (T.-N.-L.)
Canada A1B 3T2
Téléphone : 709.737.2800
Télécopieur : 709.737.5307
www.fortisinc.com

FortisOntario Inc.

1130, rue Bertie
C. P. 1218
Fort Erie (Ontario)
Canada L2A 5Y2
Téléphone : 905.871.0330
Télécopieur : 905.871.8676
www.fortisontario.com

Belize Electricity Limited

2 1/2 Miles Northern Highway
C. P. 327
Belize City, Belize
Amérique Centrale
Téléphone : 501.227.0954
Télécopieur : 501.223.0891
www.bel.com.bz

Newfoundland Power Inc.

55, chemin Kenmount
C. P. 8910
Saint-Jean (T.-N.-L.)
Canada A1B 3P6
Téléphone : 709.737.5600
Télécopieur : 709.737.5300
www.newfoundlandpower.com

FortisAlberta Inc.

320, 17^e Avenue SO
Calgary (Alberta)
Canada T2S 2V1
Téléphone : 403.514.4000
Télécopieur : 403.514.4001
www.fortisalberta.com

Caribbean Utilities Company, Ltd.

457, North Sound Road
C. P. 38 GT
Grand Cayman, Îles Caïmans
Téléphone : 345.949.5200
Télécopieur : 345.949.4621
www.cuc-cayman.com

Maritime Electric Company, Limited

180, rue Kent
C. P. 1328
Charlottetown (Î.-P.-É.)
Canada C1A 7N2
Téléphone : 902.629.3799
Télécopieur : 902.629.3665
www.maritimeelectric.com

FortisBC Inc.

1628, avenue Dickson
5^e étage
Kelowna (C.-B.)
Canada V1Y 9X1
Téléphone : 250.469.8000
Télécopieur : 250.717.0802
www.fortisbc.com

Fortis Properties Corporation

Édifice Fortis, bureau 1201
139, rue Water
C. P. 8837
Saint-Jean (T.-N.-L.)
Canada A1B 3T2
Téléphone : 709.737.2800
Télécopieur : 709.737.3785
www.fortisproperties.com

Dates prévues pour le versement des dividendes* et l'annonce des résultats

Dates de fermeture des registres

le 5 mai 2006 le 4 août 2006
le 3 novembre 2006 le 3 février 2007

Dates de versement des dividendes

le 1^{er} juin 2006 le 1^{er} septembre 2006
le 1^{er} décembre 2006 le 1^{er} mars 2007

Dates d'annonce des résultats

le 1^{er} mai 2006 le 4 août 2006
le 31 octobre 2006 le 6 février 2007

* La déclaration et le paiement des dividendes sont
sujets à l'approbation du conseil d'administration.

Relations avec les investisseurs et les analystes

Le directeur des relations publiques
et avec les investisseurs
Tél. : 709.737.2800
Télec. : 709.737.5307
Courriel : investorrelations@fortisinc.com

Assemblée générale annuelle et extraordinaire

Le mardi 2 mai 2006
11 heures
Holiday Inn St. John's
180, chemin Portugal Cove
Saint-Jean (T.-N.-L.) Canada

Photographie :

Marnie Burkhart, Calgary (Alberta)
Liam Sharpe, Toronto (Ontario)
Jack LeClair, Charlottetown (Î.-P.-É.)
Richard Holder, Belize City, Belize
Larry Doell, Trail (C.-B.)
Ned Pratt, Saint-Jean (T.-N.-L.)
Bobb Barratt, Niagara Falls (Ontario)
Bernie Haines, Fort Erie (Ontario)
Blaine Desrosiers, Fort Erie (Ontario)
Wayne Duchart, Kelowna (C.-B.)
Neil Murray, Grand Cayman, Îles Caïmans
Gerry Boland, Saint-Jean (T.-N.-L.)
Alan Lincourt, Cooperstown, New York
Monty Hunter, Saint-Jean (T.-N.-L.)
Josée et Steve Brunet, Kensington (Î.-P.-É.)
Robert Ferguson, Belize City, Belize

Conception et production :

CCL Group – Colour, Saint-Jean (T.-N.-L.)
Moveable Inc., Toronto (Ontario)

Imprimeur :

Transcontinental, Saint-Jean (T.-N.-L.)

Adaptation française :

espacEtemps, Bergeronnes (Québec)

Fortis Inc.

Édifice Fortis
139, rue Water, bureau 1201
C.P. 8837
Saint-Jean (Terre-Neuve-et-Labrador)
Canada A1B 3T2

Téléphone : 709-737-2800
Télécopieur : 709-737-5307

www.fortisinc.com

