



RAPPORT ANNUEL 2006

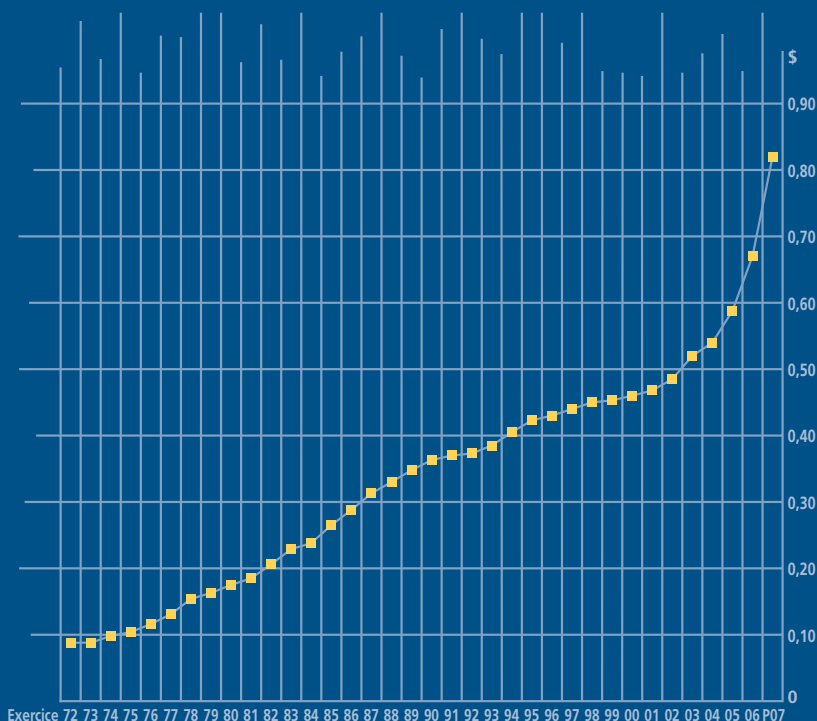
puissance, **performance**

# TABLE DES MATIÈRES

Faits saillants financiers .....	1
Profil de l'entreprise .....	2
Rapport aux actionnaires .....	3
Notre vision .....	11
Activités des services publics réglementés .....	13
FortisAlberta .....	14
FortisBC .....	16
Newfoundland Power .....	18
Maritime Electric .....	20
FortisOntario .....	22
Belize Electricity .....	24
Caribbean Utilities .....	26
Fortis Turks and Caicos .....	28
Activités non réglementées .....	31
Fortis Generation .....	32
Fortis Properties .....	34
Notre collectivité .....	36
Rapport de gestion .....	37
États financiers et notes afférentes .....	88
Rétrospective financière .....	140
Répertoire de la Société .....	142
Conseil d'administration .....	143
Renseignements pour les investisseurs .....	144



## Dividendes versés par action ordinaire



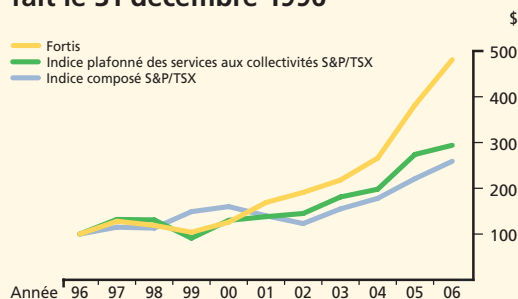
Fortis a augmenté pour le 34<sup>e</sup> exercice d'affilée les dividendes versés annuellement à ses actionnaires ordinaires, un record canadien pour une société ouverte.

## Comparaison annuelle *(en millions \$, sauf les montants par action)*

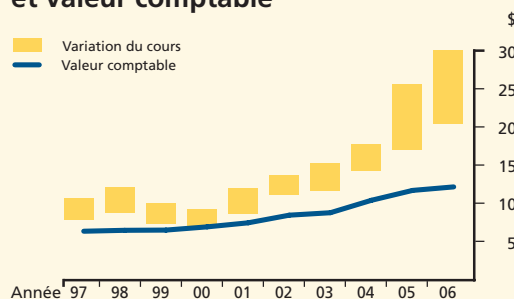
	2006	2005
Produits et quote-part du bénéfice d'un placement	1 472	1 441
Bénéfice net applicable aux actions ordinaires	147	137
Total de l'actif	5 447	4 597
Total des capitaux propres	1 398	1 213
Flux de trésorerie d'exploitation	263	304
Résultat par action ordinaire	1,42	1,35
Dividendes versés par action ordinaire	0,67	0,59

## Fortis Inc.

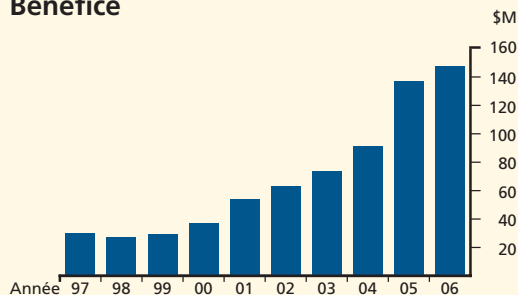
### Valeur d'un placement de 100 \$ fait le 31 décembre 1996



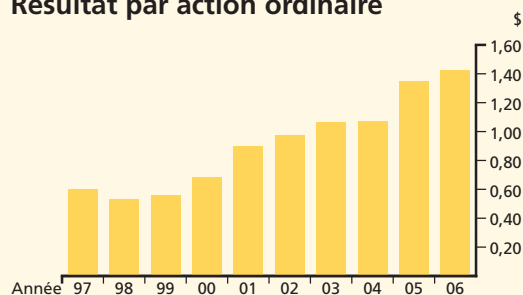
### Variation du cours et valeur comptable



### Bénéfice



### Résultat par action ordinaire



À moins d'indication contraire, tous les montants en dollars du présent rapport annuel sont présentés en dollars canadiens.

Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société ») est principalement une société de portefeuille internationale et diversifiée œuvrant dans le domaine des services publics d'électricité, avec des actifs de plus de 5,4 milliards \$ et des produits annuels d'environ 1,5 milliard \$.

Le portefeuille de Fortis englobe huit services publics réglementés de distribution d'électricité. **FortisAlberta** possède et exploite un réseau de distribution d'électricité dans une vaste région du sud et du centre de l'Alberta. **FortisBC** est une société de services publics intégrée verticalement qui produit, transporte et distribue de l'électricité dans la partie sud de l'intérieur de la Colombie-Britannique. **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 Erie, Port Colborne, Cornwall et Gananoque, en Ontario. **Belize Electricity** distribue de l'électricité au Belize, en Amérique centrale. **Caribbean Utilities** est le seul fournisseur d'électricité de l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans. **Fortis Turks and Caicos** est le principal distributeur d'électricité des îles Turks et Caicos.

**Fortis Generation** comprend les activités des actifs de production non réglementée au Belize, en Ontario, dans la région centrale de Terre-Neuve, en Colombie-Britannique et dans le nord de l'État de New York. La puissance combinée de ces actifs atteint 195 mégawatts (« MW »), dont 190 MW d'origine hydroélectrique.

**Fortis Properties** possède et exploite 18 hôtels dans sept provinces canadiennes et un portefeuille immobilier commercial de 2,7 millions de pieds carrés dans le Canada atlantique.

Le groupe de sociétés Fortis compte environ 4 400 employés. Les services publics de Fortis servent plus de un million de clients et ont répondu à une demande de pointe combinée d'environ 5 100 MW en 2006.

*Le 26 février 2007, Fortis a conclu une entente avec Kinder Morgan, Inc. visant l'acquisition de Terasen Gas, un des services publics de distribution de gaz les plus importants au Canada. Terasen Gas est le principal service public de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique, servant environ 900 000 clients, ou 95 % des consommateurs de gaz naturel de la province. Son territoire de service comprend les basses-terres continentales peuplées, l'île de Vancouver et la partie sud de l'intérieur de la province. La clôture de l'acquisition est prévue pour le milieu de 2007.*



### Activités des services publics réglementés ■

#### FortisAlberta

*Alberta*

#### FortisBC

*Colombie-Britannique*

#### Newfoundland Power

*Terre-Neuve*

#### Maritime Electric

*Île-du-Prince-Édouard*

#### FortisOntario

*Ontario*

#### Belize Electricity

*Belize*

#### Caribbean Utilities

*Grand Caïman*

#### Fortis Turks and Caicos

*Îles Turks et Caicos*

### Activités non réglementées

#### Production ●

Zones de production

*Belize*

*Ontario*

*Région centrale de Terre-Neuve*

*Colombie-Britannique*

*Nord de l'État de New York*

#### Fortis Properties ▲

Immobilier

*Canada Atlantique*

Hôtels

*Est canadien*

*Manitoba*

*Alberta*

*Colombie-Britannique*





■▲ Alberta

■●▲ Colombie-Britannique

▲ Manitoba

■●▲ Ontario

● État de New York

■●▲ Terre-Neuve

■ Île-du-Prince-Édouard

▲ Nouveau-Brunswick

▲ Nouvelle-Écosse

■ Îles Turks et Caicos

■ Îles Caïmans

■● Belize

RAPPORT AUX ACTIONNAIRES

Pour le septième exercice d'affilée, Fortis a affiché un bénéfice record pour ses actionnaires. Le bénéfice attribuable aux actions ordinaires s'est établi à 147,2 millions \$, en hausse de 7,4 % par rapport au bénéfice de 137,1 millions \$ à l'exercice précédent. En 2005, le bénéfice comprenait un gain après impôts de 7,9 millions \$ résultant du règlement de différends contractuels entre FortisOntario et Ontario Power Generation Inc. Le résultat par action ordinaire s'est établi à 1,42 \$ par rapport à 1,35 \$ à l'exercice précédent.

Les dividendes versés aux actionnaires ordinaires en 2006 ont augmenté pour passer de 59 cents par action ordinaire à l'exercice précédent à 67 cents. À partir de la date de versement du dividende du deuxième trimestre, soit le 1<sup>er</sup> juin 2007, Fortis a augmenté son dividende trimestriel par action ordinaire de 10,5 %, le faisant passer de 19 cents à 21 cents. Grâce à son historique de croissance rentable, Fortis a pu hausser ses paiements de dividendes annuels pendant 34 années d'affilée, record canadien pour une société ouverte. Le ratio dividendes/bénéfice de la Société est demeuré stable à 47,2 % en 2006.

Fortis a affiché un rendement total de l'avoir des actionnaires de 26 % en 2006, surclassant l'indice composé S&P/TSX et l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX, qui ont affiché un rendement total respectivement de 17,3 % et 6,8 %. Au cours des



*H. Stanley Marshall, président-directeur général, Fortis Inc. (gauche) et Bruce Chafe, président du conseil d'administration, Fortis Inc. (droite).*



*Fortis détient des actifs de production non réglementée au Belize, en Ontario, dans la région centrale de Terre-Neuve, en Colombie-Britannique et dans le nord de l'État de New York.*

cinq derniers exercices, Fortis a affiché un rendement total annualisé moyen de 24,5 %, surclassant également l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et l'indice composé S&P/TSX, qui ont produit un rendement total respectivement de 15,6 % et 13,1 % au cours de la même période.

La capitalisation boursière de nos actions ordinaires a augmenté, passant de 2,5 milliards \$ au dernier exercice à environ 3,1 milliards \$. La valeur de l'action ordinaire de Fortis a atteint un sommet inégalé de 30,00 \$ le 27 décembre 2006 et s'établissait à 29,77 \$ à la clôture de l'exercice. Notre volume des opérations quotidien moyen avoisinait 240 000 actions ordinaires, presque 60 % de plus qu'en 2005.

Au cours de la dernière décennie, Fortis a connu une croissance rapide au Canada et dans les Caraïbes. À la fin de l'exercice, le total de l'actif de Fortis dépassait 5,4 milliards \$, soit plus de cinq fois sa valeur d'il y a dix ans. La croissance de l'actif est le résultat d'acquisitions rentables, y compris l'achat, au coût de 1,5 milliard \$, de nos deux entreprises de services publics dans l'Ouest canadien en mai 2004. La croissance de l'actif est également liée naturellement aux investissements continus dans les réseaux de distribution de nos entreprises de services publics. Les bases tarifaires de FortisAlberta et de FortisBC ont progressé respectivement d'environ 29 % et 36 % depuis l'acquisition des entreprises de services publics. Au cours des deux prochains exercices, la base tarifaire de chaque entreprise de services publics devrait connaître une croissance d'environ 30 %.



La diversification de nos activités réduit considérablement l'incidence de changements dans les économies régionales, la température et la réglementation. Les entreprises de services publics réglementés, qui sont au centre de nos activités, constituent environ 86 % de l'actif total de Fortis. L'actif des services publics réglementés au Canada représente 71 % du total de l'actif. La base tarifaire réglementée des entreprises de services publics de Fortis dépasse 3,0 milliards \$.

Fortis possède et/ou exploite plus de 131 000 kilomètres de lignes de transport et de distribution. En 2006, les ventes et les livraisons consolidées d'énergie ont dépassé environ 27 000 gigawattheures (« GWh ») et nos entreprises de services publics ont absorbé une pointe de consommation combinée de près de 5 100 MW. Nos entreprises de services publics réglementés servent plus de un million de clients dans cinq provinces canadiennes et trois pays des Caraïbes.

Cette année, nous avons franchi une autre étape en étendant nos activités à un troisième pays des Caraïbes, les îles Turks et Caicos. En août, Fortis a fait l'acquisition de deux entreprises de services publics d'électricité dans les îles Turks et Caicos, P.P.C. Limited et Atlantic Equipment & Power (Turks and Caicos) Ltd. (collectivement « Fortis Turks and Caicos »), pour une contrepartie totale d'environ 90 millions \$ US. Cette acquisition a immédiatement contribué aux résultats. Fortis Turks and Caicos sert environ



*La croissance de notre actif résulte d'acquisitions rentables, y compris l'acquisition de FortisAlberta et de FortisBC pour 1,5 milliard \$ en mai 2004.*

7 700 clients, ou 80 % des usagers d'électricité des îles Turks et Caicos, en vertu de licences d'une durée de 50 ans qui expirent en 2036 et 2037. Les îles Turks et Caicos connaissent une croissance rapide de la demande énergétique, stimulée par une économie très dynamique. Avec ses filiales de distribution bien établies au Belize et dans l'île Grand Caïman, Fortis possède une longue expérience dans la fourniture de services d'électricité aux collectivités en pleine expansion de la région des Caraïbes. Nos clients des îles Turks et Caicos profiteront du savoir-faire de Fortis dans la fourniture d'un service fiable.

En novembre, Fortis a augmenté son placement dans Caribbean Utilities d'environ 54 % pour devenir un actionnaire détenant le contrôle. Ce placement, qui a aussi immédiatement contribué aux résultats, reflète notre confiance dans l'avenir de Grand Caïman et la capacité de Caribbean Utilities de répondre aux besoins énergétiques actuels et futurs de ses clients.

Fortis est le principal exploitant de services publics de distribution d'électricité au Canada. Notre placement accru dans Caribbean Utilities, conjugué à nos placements dans Belize Electricity et Fortis Turks and Caicos, positionne Fortis à titre d'exploitant de services publics de premier plan dans la région des Caraïbes.

Les importantes dépenses en immobilisations dans l'infrastructure de services publics et la croissance provenant des acquisitions ont été les principaux moteurs de rendement de l'exercice.

Les entreprises canadiennes de services publics réglementés ont contribué à hauteur de 112,7 millions \$ au bénéfice de l'exercice écoulé, soit 7,5 % de plus que les 104,8 millions \$ de l'exercice précédent. Les résultats de nos entreprises canadiennes de services publics réglementés reposent sur le rendement de FortisAlberta et FortisBC, qui ont contribué aux résultats à hauteur respectivement de 41,4 millions \$ et 27,4 millions \$. Nos entreprises de services publics de l'Ouest, notamment FortisAlberta, continuent de maintenir, d'améliorer et d'étendre leurs réseaux de distribution à un rythme sans précédent afin de répondre à la demande de nouveaux clients et d'améliorer la fiabilité du réseau. La baisse de l'impôt sur les bénéfices des sociétés et une augmentation de 5,9 % des tarifs d'électricité à FortisBC ont également eu une incidence favorable sur le bénéfice de nos entreprises de services publics de l'Ouest.

Le bénéfice de 30,1 millions \$ de Newfoundland Power a été légèrement moins élevé qu'à l'exercice précédent, en raison surtout d'un recul des ventes d'énergie, de la baisse des revenus d'intérêts et de coûts plus élevés.

Maritime Electric a dégagé un bénéfice de 9,8 millions \$ pour l'exercice. La croissance du bénéfice résulte principalement de l'incidence de la hausse de 3,35 % des tarifs de base d'électricité, qui est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2006.



*Nos services publics réglementés servent plus de un million de clients dans cinq provinces canadiennes et trois pays des Caraïbes.*



*Fortis détient ou utilise plus de 131 000 kilomètres de lignes de transport et de distribution.*

Au début de 2006, Maritime Electric a mis en service sa nouvelle centrale à turbine à combustion de 50 MW. Cette centrale de 35 millions \$ permettra de résoudre les problèmes de surcharge des câbles sous-marins qui relient l'Île-du-Prince-Édouard au réseau et augmentera la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement énergétique. En août, la société a reçu l'approbation réglementaire du contrat d'achat d'énergie éolienne de 39 MW (« le contrat ») conclu avec PEI Energy Corporation. En vertu d'une loi récente adoptée par le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard, Maritime Electric devra combler au moins 15 % de ses besoins énergétiques annuels au moyen de sources renouvelables, comme l'énergie éolienne, d'ici 2010. Le contrat, conjointement avec les contrats d'achat d'énergie éolienne existants, permet à la société d'atteindre cet objectif.

Chez FortisOntario, à l'exclusion de l'ajustement de 1,6 million \$ constaté en 2005 relativement aux impôts, le bénéfice de 4,0 millions \$ était plus élevé par rapport à l'exercice précédent en raison surtout des hausses des tarifs de distribution qui sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 2006.

Nos cinq entreprises canadiennes de services publics réglementés ont participé à d'importantes instances tarifaires en 2006. Dans la première moitié de 2006, FortisAlberta et FortisBC ont toutes deux conclu des accords de règlement négocié avec leurs clients et intervenants, qui ont été approuvés par les organismes de réglementation respectifs des entreprises de services publics, éliminant



ainsi le besoin de tenir des audiences exhaustives. Chez FortisBC, un nouveau mécanisme pluriannuel d'établissement des tarifs fondé sur le rendement a également été approuvé. Le taux de rendement des capitaux propres en actions ordinaires autorisé (« RCA ») pour chacune de nos trois plus grandes entreprises de services publics, FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power, est fondé sur une formule et est lié au rendement des obligations à long terme du Canada. Les RCA de 2006 pour FortisAlberta et FortisBC étaient respectivement de 8,93 % et 9,2 %. En raison d'une baisse du rendement des obligations, les RCA de 2007 pour FortisAlberta et FortisBC ont été ramenés respectivement à 8,51 % et 8,77 %.

En janvier 2006, Newfoundland Power a reçu l'approbation réglementaire de ses tarifs d'électricité de 2006 finaux, qui sont demeurés inchangés par rapport à 2005. Le RCA aux fins de l'établissement des tarifs était de 9,24 %. Le RCA de 2007 de la société a été porté à 8,6 %, reflet d'une baisse du rendement des obligations.

Nos entreprises de services publics réglementés dans les Caraïbes ont contribué à hauteur de 23,6 millions \$ au bénéfice de 2006, soit 4,2 millions \$ de plus qu'en 2005. La croissance du bénéfice est attribuable dans une large mesure à quatre mois de contribution de Fortis Turks and Caicos et à une amélioration du bénéfice à Belize Electricity, résultat surtout d'une baisse des frais financiers, de la croissance des ventes d'énergie et d'une hausse de 11 % des tarifs d'électricité, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2005.



*Fortis a porté sa participation dans Caribbean Utilities à environ 54 % en 2006. Caribbean Utilities sert plus de 22 000 clients, y compris le Ritz-Carlton sur la célèbre Seven Mile Beach à Grand Caïman, aux îles Caïmans.*

Belize Electricity a reçu l'approbation réglementaire d'une hausse globale de 13 % des tarifs d'électricité, qui est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2006. La hausse découlait d'une augmentation des coûts du combustible, qui se répercute sur les tarifs, et, par conséquent, n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice de la société. En mai, l'organisme de réglementation de l'entreprise de services publics a rendu sa décision finale concernant la Demande de révision tarifaire annuelle présentée par Belize Electricity. Les tarifs d'électricité demeurent inchangés pour la période du 1<sup>er</sup> juillet 2006 au 30 juin 2007 par rapport aux tarifs qui sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2006. Belize Electricity est autorisée à obtenir un rendement sur les actifs de 15 %.

La demande énergétique de pointe au Belize a grimpé à 67 MW au cours de l'exercice achevé, ce qui représente 1,6 fois le niveau de 1999, année où Fortis a investi dans Belize Electricity. La société a profité de l'énergie à meilleur coût produite cette année par les centrales hydroélectriques de Belize Electric Company Limited (« BECOL »). Belize Electricity continue de saisir des occasions de renforcer ses sources d'approvisionnement énergétique afin de répondre à la demande croissante au pays.

Fortis a commencé à consolider sa participation de 54 % dans Caribbean Utilities après avoir pris le contrôle de la société en novembre. Avant d'acquiescer la participation assurant le contrôle, Fortis comptabilisait son placement dans la société à la valeur de consolidation.

La quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities a affiché un recul de 1,7 million \$ par rapport à l'exercice précédent. En excluant l'ajustement positif de 1,1 million \$ apporté à la quote-part en 2005 relativement à une modification de la convention comptable de la société pour la constatation des produits non facturés, la quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities a diminué de 0,6 million \$ en raison de l'incidence du change.

Les négociations entre Caribbean Utilities et le gouvernement des îles Caïmans ont repris en novembre 2005 en vue du renouvellement du permis de la société, et se poursuivent. Le permis de la société demeure pleinement en vigueur jusqu'en janvier 2011 ou jusqu'à ce qu'il soit remplacé par entente mutuelle par un nouveau permis.

En juin, le nombre de clients de Caribbean Utilities a dépassé les niveaux enregistrés avant l'ouragan Ivan. À la fin de juillet, la capacité de production détenue totale de la société atteignait 120 MW, comparativement à 123 MW avant l'ouragan Ivan.

Fortis a investi environ 500 millions \$ dans son programme consolidé de dépenses en immobilisations en 2006. La majeure partie de ces dépenses en immobilisations sont attribuables à la forte croissance de la clientèle dans l'Ouest canadien et au besoin continu de maintenir et d'améliorer la fiabilité des réseaux de distribution. En 2006, l'investissement brut de FortisAlberta dans des projets d'immobilisations s'est élevé à quelque 243 millions \$, une hausse de 47 % par rapport à 2005. Les nouveaux branchements de clients ont représenté près de la moitié des projets d'immobilisations de la société au cours de l'exercice. FortisAlberta a également investi 73 millions \$ dans les mises à niveau et remplacements d'immobilisations, ainsi que pour accroître la capacité de son réseau de distribution. L'investissement brut de FortisBC dans des projets d'immobilisations a été d'environ 111 millions \$ cette année.



*Nous demeurons axés sur l'exploitation de services publics efficaces tout en répondant aux besoins en énergie de notre clientèle.*



*Fortis a investi environ 500 millions \$ dans son programme de dépenses en immobilisations consolidé en 2006.*

Parmi les initiatives mises de l'avant, des travaux évalués à 60 millions \$ ont été entrepris sur trois nouvelles sous-stations importantes et les lignes de transport connexes afin de répondre à la demande croissante dans la vallée de l'Okanagan et les régions frontalières. FortisBC a également investi environ 11 millions \$ dans le cadre de son programme de mise à niveau et de prolongation de la vie de ses centrales. Newfoundland Power a investi près de 60 millions \$ dans ses projets d'immobilisations, notamment pour mettre à niveau des départs de ligne de distribution dans le but d'améliorer le rendement en matière de fiabilité.

Les ventes d'énergie annuelles provenant des activités non réglementées de Fortis Generation ont dépassé 1 200 GWh cette année. Environ 60 % des ventes d'énergie ont été réalisées sur le marché de l'Ontario. La capacité de production des activités non réglementées de Fortis Generation est de 195 MW, dont 190 MW sont de source hydroélectrique.

Les activités non réglementées de Fortis Generation ont contribué au bénéfice à hauteur de 26,7 millions \$ pour l'exercice en regard de 29,6 millions \$ à l'exercice précédent. À l'exclusion du gain après impôts de 7,9 millions \$ constaté à l'exercice précédent, le bénéfice a augmenté de 5,0 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. La performance améliorée au Belize, stimulée par une hausse de la production hydroélectrique et une baisse des frais financiers, a été annulée partiellement par l'incidence de la baisse des prix moyens de l'énergie de gros en Ontario. Le prix moyen annuel de l'énergie de gros par mégawattheure en Ontario était de 46,38 \$ en 2006 comparativement à 68,49 \$ à l'exercice précédent.



Notre production hydroélectrique au Belize a grimpé à 178 GWh pour l'exercice, soit plus de deux fois et demie le niveau de production de 2005. L'augmentation de la production est principalement attribuable au premier exercice d'exploitation complet des installations de stockage de Chalillo, lesquelles, à pleine capacité, contiennent l'équivalent d'environ 45 GWh de production hydroélectrique. L'hydroélectricité, la source d'énergie la moins coûteuse et la plus écologique, représente aujourd'hui environ 43 % de l'approvisionnement énergétique du Belize. Fortis continuera de collaborer avec le gouvernement du Belize afin de trouver des nouvelles sources d'approvisionnement énergétique susceptibles d'aider à répondre à la demande énergétique croissante du pays et de maintenir des tarifs d'électricité stables pour nos clients.

Fortis Properties a connu cette année un bénéfice record pour le neuvième exercice d'affilée. La société a affiché un bénéfice de 18,7 millions \$, soit 32,6 % de plus qu'en 2005. La croissance du bénéfice est en grande partie attribuable à un gain après impôts de 1,6 million \$ à la vente de l'hôtel Days Inn Sydney, à des impôts sur les bénéfices des sociétés moins élevés et à la croissance des activités d'hôtellerie dans l'Ouest canadien.

En novembre, Fortis Properties a fait l'acquisition de quatre hôtels en Alberta et en Colombie-Britannique pour environ 52 millions \$. Cette acquisition renforce la présence de la société dans l'Ouest canadien, une région qui connaît une forte activité économique. Cela permet à Fortis Properties de continuer à accroître son bénéfice tout en misant sur sa réputation pour fournir un service à la clientèle supérieur à ses hôtels de haute qualité et bien positionnés du marché intermédiaire. Avec l'ajout de ces hôtels, la société exploite maintenant 18 hôtels dans sept provinces canadiennes, comptant au total plus de 3 200 chambres.



*Fortis Properties a finalisé l'acquisition de quatre hôtels en Alberta et en Colombie-Britannique en 2006 pour environ 52 millions \$.*

Les investisseurs ont montré qu'ils croyaient en notre stratégie de croissance rentable. En septembre, Fortis a recueilli 125 millions \$ par l'émission de 5 millions d'actions privilégiées perpétuelles assorties d'un taux de dividende de 4,9 %. Le produit net de l'émission a été en grande partie affecté au financement de l'acquisition de Fortis Turks and Caicos et à des apports aux capitaux propres de Fortis Alberta et Fortis BC afin de soutenir leurs importants programmes de dépenses en immobilisations. En janvier 2007, Fortis a émis 5,17 millions d'actions ordinaires à 29,00 \$ l'action, ce qui a donné lieu à produit brut d'environ 150 millions \$. Le produit net de l'émission a servi à rembourser la dette contractée pour les acquisitions, à soutenir les programmes d'immobilisations de nos filiales de l'Ouest et à des fins générales du siège social.

Les notes des titres d'emprunt non garantis de Fortis sont stables, DBRS leur ayant attribué la note BBB (élevée) et Standard & Poor's, la note BBB.

Nous sommes heureux d'accueillir nos nouveaux employés des hôtels récemment acquis par Fortis Turks and Caicos et Fortis Properties en Alberta et en Colombie-Britannique. Nous souhaitons également la bienvenue à Caribbean Utilities au sein du groupe Fortis. Nous remercions et félicitons chacun de nos 4 400 employés pour leur engagement à offrir à nos clients un service de haute qualité et à maintenir les plus hautes normes en matière de santé, de sécurité et d'environnement dans nos activités quotidiennes.



À notre assemblée annuelle de mai, M. Angus Bruneau a quitté son poste de président du conseil d'administration de Fortis Inc. pour prendre sa retraite. M. Bruneau a occupé le poste de président du conseil d'administration de Fortis au cours des 18 dernières années. C'est grâce à sa vision que notre entreprise a évolué du statut d'entreprise de services publics, Newfoundland Power, à la société internationale qu'elle est devenue aujourd'hui. Nous avons connu des changements formidables au sein de notre entreprise et de notre secteur d'activité au cours des 20 dernières années. Une chose, cependant, n'a pas changé : le dévouement indéfectible de M. Bruneau à la réussite de Fortis. Nous le remercions pour son leadership et sa détermination, et lui souhaitons une heureuse retraite.

En reconnaissance de la contribution de M. Bruneau à notre entreprise, Fortis s'est engagée à faire un don de 100 000 \$ à l'Université Memorial de Terre-Neuve en son honneur. Le don a été affecté au remodelage complet de la principale salle de conférences du bâtiment des ingénieurs de l'Université Memorial, qui a été rebaptisée *Salle des conférences techniques Angus Bruneau*. M. Bruneau a été le doyen fondateur de la section Ingénierie de l'Université Memorial.



*Cérémonie d'hommage, dans la Salle des conférences techniques Angus Bruneau (g-d) : M. Axel Meisen, président et vice-recteur de l'Université Memorial de Terre-Neuve; M. Angus Bruneau, ancien président du conseil d'administration, Fortis Inc.; H. Stanley Marshall, président-directeur général, Fortis Inc.*

du gaz naturel de la province. Terasen Gas est une entreprise bien gérée qui assurera à Fortis une plate-forme pour le développement de son secteur de la distribution de gaz naturel. Elle constitue un complément à nos entreprises de services publics de distribution d'électricité, apportant de la valeur à nos clients et à nos actionnaires. L'acquisition, qui devrait être conclue dans le milieu de 2007, contribuera considérablement à la hausse du bénéfice de Fortis provenant des entreprises de services publics réglementés et contribuera immédiatement au résultat par action ordinaire de Fortis.

Dans l'avenir, la croissance naturelle du bénéfice sera stimulée par des investissements importants dans l'infrastructure de nos entreprises de services publics réglementés de l'Ouest canadien et de nos entreprises de services publics réglementés et non réglementés dans les Caraïbes. Nous demeurons concentrés sur ce que nous faisons de mieux : exploiter des entreprises de services publics efficaces tout en répondant aux besoins croissants de notre clientèle. Fortis continuera de rechercher au Canada, dans les Caraïbes et aux États-Unis des occasions d'acquisitions d'activités réglementées qui favoriseront le développement continu et rentable de notre entreprise. Nous rechercherons également des occasions de croissance dans le secteur des activités non réglementées comme appui à notre stratégie de croissance des services publics réglementés.

Au nom du conseil d'administration,

**Bruce Chafe**  
Président du conseil d'administration  
Fortis Inc.

**H. Stanley Marshall**  
Président-directeur général  
Fortis Inc.

Après le départ à la retraite de M. Bruneau, votre conseil d'administration a nommé M. Bruce Chafe au poste de président du conseil d'administration de Fortis Inc. M. Chafe est administrateur de Fortis depuis 1997. Nous remercions sincèrement tous les membres de notre conseil d'administration pour leurs précieux conseils et leur leadership.

Le 26 février 2007, Fortis a conclu une entente avec Kinder Morgan, Inc. visant l'acquisition de Terasen Gas pour un prix d'achat total de 3,7 milliards \$, comprenant la prise en charge d'une dette de 2,3 milliards \$. Terasen Gas est la principale entreprise de services publics de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique, comptant quelque 900 000 clients ou 95 % des usagers





NOTRE VISION



En 1987, Fortis a été structurée en société de portefeuille afin de poursuivre une croissance rentable tout en se diversifiant. Aujourd'hui, Fortis est une société de portefeuille d'entreprises de distribution d'électricité d'envergure internationale dont les activités de services publics desservent plus de un million de clients au Canada et dans les Caraïbes, et qui détient également des intérêts dans des entreprises de production non réglementée d'énergie hydroélectrique et des entreprises immobilières et hôtelières.

Fortis est actionnaire de huit entreprises de services publics réglementés de distribution d'électricité en Alberta, en Colombie-Britannique, à Terre-Neuve, à l'Île-du-Prince-Édouard, en Ontario, au Belize, aux îles Caïmans et aux îles Turks et Caïcos. La Société possède aussi des actifs non réglementés de production d'électricité au Belize, en Ontario, dans la région centrale de Terre-Neuve, en Colombie-Britannique et dans le nord de l'État de New York. Fortis Properties, qui permet à la Société de croître et de se diversifier dans des secteurs autres que les services publics, possède et exploite des immeubles à usage commercial dans le Canada atlantique, ainsi que des hôtels dans sept provinces canadiennes.



*H. Stanley Marshall, président-directeur général, Fortis Inc. (gauche) et Barry V. Perry, vice-président, Finances et directeur des finances, Fortis Inc. (droite).*

Fortis aspire à devenir le chef de file mondial dans les segments du secteur des services publics réglementés dans lesquels elle mène ses activités, et le principal fournisseur de services dans les régions qu'elle dessert. Fortis gèrera ses ressources de façon prudente et offrira un service de qualité afin de maximiser la valeur pour les clients et les actionnaires. La Société continuera de se concentrer sur trois grands objectifs :

- i) Le bénéfice devra continuer de croître à un rythme comparable à celui d'une entreprise canadienne de services publics bien gérée.
- ii) Les risques commerciaux et financiers pour l'ensemble des activités de Fortis ne devraient pas dépasser de beaucoup ceux des autres entreprises canadiennes de services publics.
- iii) La croissance de l'actif et de la capitalisation boursière devrait dépasser la croissance moyenne des autres sociétés ouvertes canadiennes de taille comparable.

Les entreprises de services publics de Fortis offrent un mélange équilibré d'entreprises canadiennes bien établies et à faible risque, et d'actifs étrangers à forte croissance. La Société a pour politique de croître dans la mesure où elle peut le faire de façon rentable. La Société a une solide feuille de route en matière de croissance rentable. Fortis continuera de miser sur cette force sans trop perturber l'équilibre entre les risques et les avantages généralement associé à l'exploitation d'une entreprise de services publics réglementés.

L'engagement des employés à bien servir la clientèle, conjugué à leurs connaissances et compétences, renforce la réputation d'entreprise de services publics efficace que Fortis s'est forgée au fil des ans. Les valeurs fondamentales d'intégrité, de responsabilité et d'autonomie sont et demeurent les piliers de la performance.

Le 26 février 2007, Fortis a conclu une entente avec Kinder Morgan, Inc. visant l'acquisition de Terasen Gas, la principale entreprise de services publics de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique. L'acquisition devrait être conclue dans le milieu de 2007.

La principale activité de Fortis demeure la propriété et l'exploitation d'entreprises de services publics réglementés de distribution d'électricité. La priorité de Fortis demeure la croissance rentable et continue des activités existantes. La Société recherchera également des occasions de faire l'acquisition d'autres entreprises de services publics au Canada, dans les Caraïbes et aux États-Unis. Des critères de rendement plus élevés seront imposés aux entreprises étrangères afin de compenser le risque accru qu'elles présentent.

Les entreprises de Fortis œuvrant dans un secteur autre que celui des services publics permettent à la Société d'exécuter sa stratégie de croissance et d'acquisition d'entreprises de services publics. Fortis Properties continuera de prendre de l'expansion et d'améliorer sa rentabilité, en offrant une souplesse en matière de planification financière et fiscale, ce qui est impossible en général pour les entreprises de services publics en raison des contraintes réglementaires et politiques. Fortis conservera environ 15 à 20 % de ses actifs dans des entreprises œuvrant dans un autre secteur que celui des services publics.





ACTIVITÉS DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS



FortisAlberta est une entreprise de services publics de distribution d'électricité qui possède et exploite plus de 104 000 kilomètres de lignes de distribution et distribue de l'électricité produite par d'autres intervenants sur le marché à des utilisateurs finaux du sud et du centre de l'Alberta. La société sert environ 430 000 clients et a répondu, en 2006, à une demande de pointe de 2 584 MW.

Exerçant ses activités au sein d'une économie robuste, FortisAlberta a investi environ 243 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans son réseau électrique en 2006 pour améliorer la fiabilité du service et répondre à la croissance de la charge. Cet investissement, qui représente une augmentation de 47 % par rapport à l'investissement de 2005, permet de soutenir la croissance rapide de l'Alberta tout en assurant la prestation d'un service d'électricité continu sécuritaire et fiable auprès de sa clientèle.



*Cadres de FortisAlberta (g-d) : Cynthia Johnston, vice-présidente, Services généraux et réglementation; Gary Smith, vice-président, Exploitation et ingénierie; Philip Hughes, président-directeur général; Karin Gashus, vice-présidente, Service à la clientèle; James Harbilas, vice-président, Finances et directeur des finances; Alan Skiffington, vice-président, Technologie de l'information et informatique.*

et un placement de débentures de 110 millions \$ après la clôture de l'exercice. Le produit des placements a été affecté au refinancement de la dette et au financement des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations pour répondre à la croissance rapide au sein du territoire de service du service public.

La société s'est vu octroyer un taux de satisfaction de la clientèle de 78 % en 2006. En dépit des défis posés par la croissance importante de la demande en énergie, les clients ont eu en moyenne 1,86 heure d'interruption du service au cours de l'exercice, ce qui a représenté une amélioration d'environ 5 % par rapport à la moyenne sur trois ans du service public et environ la moitié de la moyenne sur trois ans de l'Association canadienne de l'électricité. Le nombre d'interruptions prévues a affiché une réduction de 19 % pour l'exercice grâce à l'amélioration des méthodes de travail et à l'utilisation d'outils et de matériel novateurs, y compris du matériel de travail sur ligne sous tension ayant permis au personnel sur le terrain de travailler sur plusieurs projets d'expansion des immobilisations sans interruption du service.

FortisAlberta a continué d'instaurer des mesures de productivité afin de mieux servir sa clientèle. Les processus techniques et les pratiques de travail ont été révisées, ce qui a réduit le temps nécessaire à l'achèvement des projets de construction et augmenté la capacité de travail. Une technologie améliorée de repérage a réduit le nombre de visites sur le terrain nécessaires pour localiser les câbles souterrains, et du nouveau matériel a rehaussé les pratiques de gestion de la végétation, se traduisant par la hausse de l'efficacité et de la qualité du travail. La société a aussi procédé à des améliorations à l'égard de l'affectation du personnel, du regroupement des tâches et de la réduction du temps de déplacement des employés.

FortisAlberta a réalisé des progrès importants au chapitre de l'amélioration de la sécurité interne au cours d'un exercice marqué par l'embauche ou la réaffectation de plus de 200 employés, y compris 56 employés ayant été affectés à des postes à haut risque. La société

Des projets en immobilisations totalisant environ 116 millions \$ ont été entrepris pour répondre à la croissance de la demande attribuable aux activités des industries pétrolière et gazière ainsi qu'au boom du secteur résidentiel. Dans le cadre du programme pluriannuel de la société visant à améliorer la fiabilité du réseau, environ 73 millions \$ ont été investis dans la mise à niveau et le remplacement des immobilisations et dans l'augmentation de la capacité de son réseau de distribution. Plus de 45 kilomètres de circuits à forte charge ont été mis à niveau et 1 500 poteaux ont été remplacés. Des lignes d'approvisionnement énergétique de substitution ont été construites dans des régions à forte croissance afin d'améliorer la fiabilité du réseau, y compris la région Leduc/Nisku dont la charge a crû de 10 %. FortisAlberta a mis sa ligne de distribution de 25 kilovolts (« kV ») sous tension à partir de la nouvelle sous-station Bassano d'Altalink, augmentant la capacité du réseau électrique de l'Alberta de 25 MW. Le projet de 0,6 million \$ a permis à la société de répondre à la demande croissante en énergie et d'améliorer la fiabilité du service aux clients des secteurs résidentiel, agricole et pétrolier dans la région de Bassano.

FortisAlberta a finalisé un placement de débentures de 100 millions \$ en avril 2006

a affiché un taux de fréquence des blessures de tout genre de 1,98 en 2006, soit une amélioration de 29 % par rapport à 2005, ayant découlé de pratiques de travail améliorées, d'une hausse de la formation et d'investissements dans l'outillage et le matériel. Dix-neuf bureaux locaux se sont distingués en affichant trois années ou plus sans incidents occasionnant une perte de temps de travail.

La croissance importante de l'industrie de la construction de l'Alberta a suscité des préoccupations relatives à la sécurité publique pour FortisAlberta en 2006 puisque la société a constaté, en moyenne, une électrocution par jour impliquant ses lignes électriques. FortisAlberta a dirigé un comité sur la sécurité des services publics formé de participants du gouvernement et d'autres services publics de l'Alberta. À l'automne, le comité a lancé une campagne de publicité à la grandeur de la province et diffusé une émission de télévision d'intérêt public afin d'accroître la sensibilisation aux dangers des lignes à haute tension.

La société a formé un partenariat avec l'Alberta Birds of Prey Centre afin d'améliorer la fiabilité du service à la clientèle. FortisAlberta s'est engagée à remettre 200 000 \$ sur cinq ans au Centre à l'égard de projets visant à aider le service public à concevoir des poteaux et des fils prévenant les blessures aux oiseaux et ainsi à réduire les interruptions imprévues. Cet argent sera aussi affecté aux programmes de sensibilisation du Centre et à son travail de sauvetage et de réhabilitation des oiseaux.

La société a amélioré le déploiement de ses ressources sur le terrain en mettant à niveau un outil de répartition informatisé fournissant au centre de contrôle et au personnel sur le terrain un plan informatisé unique indiquant les ressources, les installations et les affectations. En 2007, cet outil de répartition sera utilisé dans le cadre du programme de gestion des interruptions du service public afin d'améliorer la fiabilité du réseau.

Le rôle joué par FortisAlberta sur le marché déréglementé albertain comprend la lecture automatisée de plus de 200 000 compteurs par mois, la distribution des données, la facturation et, enfin, le règlement de la charge pour plus de 80 détaillants. L'infrastructure de comptage automatisé, un système novateur de facturation à la clientèle fondé sur les lectures réelles éliminant les facturations estimatives, a été lancée en décembre. Cette importante mesure technologique réduira l'ensemble des charges d'exploitation liées à la lecture manuelle des compteurs et améliorera l'exactitude de la constatation des produits. Au début de 2007, la société a entamé la première phase de l'installation de l'infrastructure de comptage automatisé en remplaçant 30 000 compteurs à lecture manuelle de clients des secteurs résidentiel, agricole et commercial et du secteur de l'irrigation. La première phase devrait être achevée vers le milieu de 2007. Sous réserve de l'approbation réglementaire, les compteurs de l'infrastructure de comptage automatisé devraient être installés chez tous les clients d'ici la fin de 2010.

FortisAlberta, en partenariat avec la ville d'Airdrie, a reçu l'approbation pour la construction d'une nouvelle installation dans le parc commercial Kingsview d'Airdrie. Cette installation, dont l'ouverture est prévue pour 2008, accueillera environ 300 employés de FortisAlberta, permettant au service public de mieux servir sa clientèle dans le territoire de service.

Compte tenu du marché du travail très concurrentiel de l'Alberta, la société a continué de mettre l'accent sur le recrutement et le maintien en poste des employés pour répondre aux besoins en main-d'œuvre.

Un programme amélioré de recommandations d'employés et une participation accrue aux salons de l'emploi ont attiré des candidats qui ont comblé plus de 200 postes en 2006. Le développement de carrière, les ateliers de leadership de première ligne et la formation technique continue, comme le Journeyman Upgrade Program, ont permis à FortisAlberta de rehausser les connaissances et les compétences de ses 943 employés tout en maintenant en poste des employés qui considèrent FortisAlberta comme un participant clé à leur perfectionnement professionnel.



*FortisAlberta a investi environ 243 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans son réseau électrique en 2006 pour améliorer la fiabilité du service et répondre à la croissance de la charge.*



FortisBC est une société intégrée et réglementée de services publics qui exerce ses activités dans la partie sud de l'intérieur de la Colombie-Britannique servant directement et indirectement plus de 152 000 clients. Ses actifs de services publics comprennent plus de 6 750 kilomètres de lignes de transport et de distribution d'électricité et quatre centrales hydroélectriques d'une capacité combinée de 235 MW. La société produit environ 45 % de ses besoins en électricité, le reste étant comblé au moyen de contrats d'achat d'électricité. En 2006, FortisBC a répondu à une demande de pointe de 718 MW, soit un niveau égal à la demande de pointe historique établie en 2004.

L'exercice achevé a représenté le premier exercice complet d'exploitation du centre d'appel depuis sa réouverture en Colombie-Britannique en 2005. Les employés ont répondu à plus de 139 000 appels de service ainsi qu'à plus de 64 000 courriels et lettres. Il a fallu en moyenne 32 secondes pour répondre aux appels d'arrivée. La société s'est mérité un taux de satisfaction de la clientèle de 85 % en 2006, soit 4 % de plus que le taux de l'exercice précédent. Les agents de service à la clientèle ont été formés pour répondre aux demandes de premier niveau ayant trait aux programmes d'éconergie et un système d'avis téléphonique automatisé a simplifié le processus d'avertissement d'interruptions planifiées.



*Cadres de FortisBC (g-d) : Michael Mulcahy, vice-président, Service à la clientèle et services généraux; David Bennett, vice-président, Réglementation et chef du contentieux; Don Debiene, vice-président, Production; John Walker, président-directeur général; Doyle Sam, vice-président, Transport et distribution; Michele Leeners, vice-présidente, Finances et directrice des finances.*

FortisBC a répondu à une demande de pointe d'été record de 554 MW cette année, soit de 8 % supérieure à celle de l'exercice précédent. Une mesure de fusion et de coordination a été lancée dans la région de l'Okanagan pour améliorer le temps de réponse aux défaillances des lignes électriques et réduire le nombre d'interruptions du service.

La société a investi environ 11 millions \$ dans le programme de mise à niveau et de prolongation de la durée de vie de ses actifs de production. Le programme comprenait la reconstruction des unités de production et de l'ensemble des systèmes auxiliaires, prolongeant la durée de vie de l'infrastructure d'au moins 40 ans.

FortisBC exploite 15 unités de production dans ses quatre centrales hydroélectriques. À l'heure actuelle, la reconstruction de six unités de production a été achevée dans le cadre du programme de mise à niveau et de prolongation de la durée de vie. En 2006, ce programme s'est traduit par une augmentation incrémentielle de la capacité de production de plus de 20 MW pour une capacité combinée de 235 MW.

Un échancier de lecture de compteur mensuel a été instauré, ce qui a réduit de cinq jours le temps écoulé entre la lecture du compteur et l'émission de la facturation. Un projet d'optimisation d'itinéraire de lecture de compteurs s'est traduit par des efficacités et un service à la clientèle accru sans frais supplémentaires pour les clients. Des améliorations importantes ont continué d'être apportées au chapitre du délai de branchement des nouveaux clients et des délais de réaction d'urgence en cas d'interruption.

Au cours du présent exercice, FortisBC a investi environ 111 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans les projets d'immobilisations. Le programme de dépenses en immobilisations à long terme du service public répond à la demande accrue d'énergie découlant de la croissance de la clientèle et du besoin de rehausser la fiabilité de son réseau électrique.

Un certain nombre de mises à niveau et de remplacements de transformateurs ont été achevés dans la région de l'Okanagan. Au cours de l'exercice, les travaux ont été entamés dans trois sous-stations et les lignes de transport connexes pour un coût de projet estimatif de 60 millions \$, dont une tranche de 8,1 millions \$ a été investie en 2006. La reconstruction de lignes de distribution et la mise à niveau de la protection ont été finalisées pour rehausser la fiabilité du service dans la région de Kootenay.

L'accord relatif à la centrale du canal intervenu entre FortisBC et BC Hydro a été renouvelé pour 30 années additionnelles et est officiellement entré en vigueur en avril 2006, par suite d'un long processus de négociation. L'accord prévoit une capacité électrique et des droits sur l'énergie pour FortisBC, Teck Cominco Metals Ltd., Columbia Power Corporation et Columbia Basin Trust.

Le taux de fréquence de blessures de tout genre a été réduit, passant de 2,0 en 2005 à 1,8. Cette amélioration constitue une réalisation notable pour les 506 employés du service public compte tenu des importants projets d'immobilisations qui ont été entrepris en 2006.

FortisBC a dirigé un programme coopératif de sécurité en partenariat avec d'autres services publics de la Colombie-Britannique et des organismes de sécurité afin d'améliorer la sensibilisation du public aux pratiques sécuritaires et aux dangers potentiels en matière d'électricité. Le programme a été soutenu au moyen d'une vaste campagne de publicité et comprenait le lancement d'un nouveau site Web, au [www.coopsafetyprogram.ca](http://www.coopsafetyprogram.ca). Les employés ont animé des formations portant sur la sécurité au sein de divers groupes communautaires, y compris des écoles et des intervenants en cas d'urgence.

FortisBC continue de traiter la question du vol d'électricité et de son incidence sur la sécurité du public et les tarifs imposés à la clientèle. En 2006, 46 incidents impliquant le contournement de services d'électricité ont été décelés et interrompus. La société a aussi dirigé la conception et la diffusion d'une lettre commune à l'industrie à l'égard de questions de sécurité liées aux vols de cuivre dont sont victimes les services publics.

FortisBC et l'industrie canadienne de l'électricité font face à une pénurie grandissante de personnel de métier qualifié, en particulier de techniciens de lignes électriques. Le vieillissement de la main-d'œuvre pose aussi des défis en matière de recrutement. Le service public continue de soutenir les programmes d'apprentissage et a embauché sept apprentis techniciens de lignes électriques au cours de l'exercice. La société participe à des programmes coopératifs en matière d'éducation. Un nouveau programme d'ingénieur en formation a été conçu en 2006 pour renforcer le groupe technique du service public et mettre l'accent sur le perfectionnement des employés.

En 2006, de nouvelles conventions collectives ont été ratifiées avec la Fraternité internationale des ouvriers en électricité et le Syndicat canadien des employés et employés professionnels et de bureau. Les conventions sont en vigueur respectivement jusqu'au 31 janvier 2008 et jusqu'au 31 janvier 2011.



*Les actifs de services publics de FortisBC comptent plus de 6 750 kilomètres de lignes de transport et de distribution d'électricité et quatre centrales hydroélectriques d'une capacité combinée de 235 MW.*

FortisBC s'est engagée à exploiter son entreprise de manière responsable en matière d'environnement. En 2006, le service public s'est joint à la South Okanagan-Similkameen Invasive-Plant Society, au Boundary Weed-Management Committee et au Central Kootenay Invasive-Plant Committee dans le cadre de plusieurs programmes de contrôle des plantes envahissantes. La promotion de la végétation naturelle et appropriée freine la croissance des plantes et arbres envahissants qui pourraient nuire au fonctionnement du réseau électrique.

FortisBC a collaboré avec les biologistes de la faune du ministère de l'Environnement provincial afin d'atténuer les interruptions du service et de réduire le risque d'électrocution couru par les balbuzards pêcheurs. Une norme de gestion du risque à l'égard du balbuzard pêcheur a été conçue et mise en œuvre pour réduire les interruptions de service et les électrocutions futures.

FortisBC a collaboré avec les biologistes de la faune du ministère de l'Environnement provincial afin d'atténuer les interruptions du service et de réduire le risque d'électrocution couru par les balbuzards pêcheurs. Une norme de gestion du risque à l'égard du balbuzard pêcheur a été conçue et mise en œuvre pour réduire les interruptions de service et les électrocutions futures.

Au cours de l'exercice, la société a lancé sa campagne de sensibilisation du public à l'éconergie intitulée *Bright Ideas*. Au sein de la collectivité, des employés ont aussi travaillé à la promotion de mesures d'éconergie qui ont permis aux clients de conserver environ 23 GWh d'énergie en 2006.



Newfoundland Power exploite à Terre-Neuve un système intégré de production, de transport et de distribution d'électricité. La société sert environ 230 000 clients, soit 85 % des consommateurs d'électricité de la province, et elle a répondu à une demande de pointe d'environ 1 166 MW en 2006. Environ 90 % de son approvisionnement énergétique est achetée auprès de Newfoundland and Labrador Hydro (« Newfoundland Hydro »). Newfoundland Power dispose d'une capacité de production d'environ 136 MW, dont une tranche de 92 MW est d'origine hydroélectrique.

Tout en faisant face à la hausse des prix de l'énergie, la société s'est mérité un taux de satisfaction de la clientèle de 89 % en 2006. Pendant les dix derniers exercices, le service public s'est maintenu près du sommet du classement de l'industrie pour l'ensemble de son service à la clientèle. Les mesures ont été axées sur la maximisation de la qualité du service à la clientèle, sur la réduction de la prestation du service et sur l'offre d'information et de programmes d'économie à l'intention de la clientèle.

La campagne *Bright Ideas* de Newfoundland Power a aidé les clients à gérer leur consommation d'énergie au moyen de trucs faciles et pratiques visant la conservation d'énergie à la maison et dans les entreprises. Les employés ont eu des entretiens individuels avec les clients, ont animé des séminaires auprès de personnes du troisième âge et de groupes d'intérêt et ont figuré dans des émissions diffusées à la télévision et à la radio locales afin de donner des informations sur l'économie. Tout au long de l'exercice, des milliers de clients, dans le cadre de plus de 50 foires commerciales et événements publics, ont reçu des informations sur la façon de réduire leur consommation d'énergie. La campagne *Bright Ideas* s'est distinguée auprès de la section de Terre-Neuve-et-Labrador de l'International Association of Business Communicators for Marketing Excellence en raison de son efficacité à prodiguer des conseils faciles et pratiques de conservation de l'énergie auprès de sa clientèle.



*Cadres de Newfoundland Power (g-d) : Peter Alteen, vice-président, Réglementation et chef du contentieux; Jocelyn Perry, vice-présidente, Finances et directrice des finances; Karl Smith, président-directeur général; Lisa Hutchens, vice-présidente, Service à la clientèle et services généraux; Phonshe Delaney; vice-président, Ingénierie et exploitation.*

rapidement les demandes des clients aux techniciens appropriés sur le terrain. Des mises à niveau ont été faites au système téléphonique à réponse vocale intégrée de la société afin de fournir plus d'options libre-service, comme les demandes de lecture finale des compteurs.

De plus en plus de clients choisissent les services en ligne de la société. Les visites de la clientèle au site Web de Newfoundland Power ont augmenté de 24 % en 2006 comparativement à 2005. De plus, le nombre de clients qui reçoivent une facture électronique a augmenté de 58 % comparativement à 2005. Cette option de facturation est plus pratique pour les clients et elle est économique, ce qui aide à contrer la hausse des tarifs d'électricité.

Sur le plan de la fiabilité, Newfoundland Power a affiché la meilleure fiche de l'histoire de la société en 2006 pour ce qui est de la durée des interruptions. La société a diminué la durée des interruptions de 12 % par rapport à 2005, ce qui signifie que le réseau électrique a bien fonctionné et a livré de l'électricité aux clients 99,96 % du temps en 2006.

La société a aussi collaboré étroitement avec son fournisseur d'énergie, Newfoundland Hydro, pour prodiguer des conseils à l'égard de mesures d'économie à l'ensemble de la clientèle de la province. Plus de un million de brochures ont été distribuées directement aux clients par le système de facturation de Newfoundland Power et dans des foires commerciales et d'autres événements publics.

Le site Web du service public a été amélioré pour accorder une plus grande importance à la sécurité en matière d'électricité et améliorer l'accès du public à l'information. Un nouvel espace consacré aux jeunes, *KidZone*, a été lancé sur le site Web pour donner aux enfants l'occasion d'en apprendre plus au sujet de la sécurité en matière d'électricité par des jeux informatiques interactifs. Cet espace permet aussi aux parents et aux éducateurs d'avoir accès à des outils d'enseignement.

La technologie sans fil a été utilisée pour améliorer le délai de réponse aux clients en permettant aux employés du centre d'appel d'affecter

La société a investi environ 60 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans son réseau électrique en 2006. L'accent a été mis principalement sur l'amélioration du réseau de distribution, y compris la remise en état de sept lignes de distribution rurales affichant la fiabilité la moins élevée. Trois lignes de transport principales ont été en bonne partie reconstruites pour un coût total d'environ 2,8 millions \$. La centrale Petty Harbour, première centrale hydroélectrique de la province mise en service en 1900, a fait l'objet d'une révision de 1,8 million \$ cette année. Les petits ouvrages hydroélectriques comme la centrale Petty Harbour permettent à la société de fournir une électricité renouvelable à coût peu élevé à sa clientèle.

Newfoundland Power a conçu de nouvelles procédures de sécurité et a acheté des vêtements protecteurs novateurs en réponse aux dangers présentés par les appareillages de connexion haute tension situés dans les sous-stations et les centrales. Des procédures de travail sécuritaires ont été mises en œuvre et du nouveau matériel a été acheté pour atténuer les risques de blessures et améliorer le contrôle au cours de l'installation de câbles près des lignes sous tension.

La société a réagi à une augmentation des électrocutions de citoyens impliquant le réseau électrique. Un certain nombre d'incidents ont été causés par la chute sur les lignes électriques d'arbres coupés volontairement alors que d'autres ont été causés par des entrepreneurs. Au cours de l'exercice, la communication d'informations en matière de sécurité et les mesures publicitaires ont été accrues pour sensibiliser davantage le grand public, les employeurs et les entrepreneurs aux dangers présentés par le réseau électrique. Newfoundland Power s'est jointe à Newfoundland Hydro, au Newfoundland and Labrador Construction Council, à la Workplace Health, Safety and Compensation Commission et à d'autres organismes pour promouvoir la sécurité en matière d'électricité.

Les 552 employés de Newfoundland Power continuent d'assurer la prestation d'un service de qualité auprès de la clientèle. Une formation a été offerte pour améliorer les habiletés de leadership et de mentorat des superviseurs de première ligne. Un programme stratégique à l'égard des avantages sociaux a été mis en œuvre pour assurer le maintien d'un programme d'avantages sociaux concurrentiel à un coût raisonnable et pour susciter la participation des employés et des retraités à la gestion du coût futur des avantages.

Une stratégie d'emploi à long terme a été instaurée pour répondre aux besoins futurs de la société en matière de recrutement en cas de pénurie de main-d'œuvre. Newfoundland Power met l'accent sur le recrutement de techniciens et d'apprentis techniciens de lignes électriques.

La société s'est rapprochée de son objectif de suppression progressive des diphényles polychlorés (« BPC ») du matériel de distribution à l'huile d'ici 2009. Les BPC ont été retirés de 28 départs de ligne de distribution et de quatre sous-stations et ont été retirés de la totalité du matériel principal des sous-stations, comme les coupe-circuits et les transformateurs.

Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a souligné l'engagement sans compromis des employés de Newfoundland Power envers l'environnement par la remise du 2006 *Environmental Award* dans la catégorie entreprises. Ce prix est le huitième prix en matière d'environnement décerné à la société au cours des huit derniers exercices.



*La centrale Petty Harbour, première centrale hydroélectrique de Terre-Neuve mise en service en 1900, a fait l'objet d'une remise en état de 1,8 million \$ en 2006.*



*La campagne Bright Ideas de Newfoundland Power a aidé la clientèle à gérer sa consommation d'énergie en prodiguant des conseils faciles et pratiques en matière de conservation de l'énergie à la maison et dans les entreprises.*



Maritime Electric est le principal fournisseur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard. La société sert environ 71 000 clients, ou 90 % des consommateurs d'électricité de la province, et elle a répondu à une demande de pointe de 216 MW en 2006. Le service public possède et exploite un système intégré de production, de transport et de distribution d'électricité à la grandeur de la province. Maritime Electric exploite des centrales insulaires à Charlottetown et à Borden-Carleton d'une capacité combinée de 150 MW. Le réseau électrique est branché au réseau électrique continental grâce à deux câbles sous-marins qui passent sous le détroit de Northumberland.

La société achète plus de 95 % de l'énergie nécessaire à sa clientèle auprès d'Énergie NB. Elle a des droits d'accès à l'énergie et à la capacité des centrales Pointe Lepreau et Dalhousie d'Énergie NB grâce à des ententes qui se prolongent sur la durée de vie de ces centrales. La centrale Pointe Lepreau fera l'objet d'une remise en état de 18 mois à compter de 2008 qui prolongera sa durée de vie de 25 ans, fournissant une stabilité additionnelle relativement à l'approvisionnement énergétique à long terme.



*Cadres de Maritime Electric (g-d) : Bill Geldert, vice-président, Finances, directeur des finances et secrétaire général; Fred O'Brien, président-directeur général; John Gaudet, vice-président, Planification et approvisionnement énergétique; Steve Loggie, vice-président, Service à la clientèle.*

Maritime Electric s'est vu octroyer un taux de satisfaction de la clientèle de 79,5 % en 2006, en hausse par rapport à 77,7 % à l'exercice précédent. L'exercice achevé a marqué le 13<sup>e</sup> exercice d'affilée où la fiabilité du réseau du service public a surpassé la référence établie en vertu de l'ancienne *Maritime Electric Company Limited Regulation Act*. En moyenne, la clientèle a subi 4,96 heures d'interruption du service en 2006.

Deux sites de paiement automatique additionnels ont été ouverts au cours de l'exercice, portant le total de ces sites à douze dans la province. Les améliorations apportées à la technologie de l'information permettent maintenant aux clients de recevoir les informations relatives à la facturation par courriel ou en ligne sur le site Web de la société.

Le reste des achats d'énergie hors de l'île sont faits aux prix du marché en vertu d'une entente avec Énergie NB. Maritime Electric comble ses autres besoins en énergie au moyen de ses propres centrales ou des centrales éoliennes sur l'île.

En 2006, Maritime Electric a investi environ 27 millions \$, avant les apports de la clientèle, principalement dans l'amélioration de la fiabilité du réseau et du service à la clientèle. La nouvelle turbine à combustion de 50 MW a été mise en service au début de 2006 pour répondre aux défis posés par la charge des câbles sous-marins entre l'Île-du-Prince-Édouard et le réseau électrique continental. Elle rehausse la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement énergétique. La construction d'une ligne de transport de 138 kV a commencé dans l'est de la province pour permettre au service public d'acheter de l'énergie provenant du nouveau parc éolien de 30 MW de PEI Energy Corporation.

En août, l'Island Regulatory and Appeals Commission a approuvé la demande de Maritime Electric de récupérer, à même les tarifs, les coûts liés au contrat d'achat d'énergie éolienne de 39 MW (le « contrat ») intervenu entre le service public et PEI Energy Corporation. De récentes lois édictées par le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard aux termes du *Renewable Energy Act* exigent que Maritime Electric comble au moins 15 % de ses besoins annuels en énergie à partir de sources renouvelables, comme l'énergie éolienne, d'ici 2010. Le contrat, concurrentiellement aux contrats d'achat d'énergie éolienne existants, permettra à la société d'atteindre cette cible de 15 %. Maritime Electric a engagé 3,6 millions \$ dans l'infrastructure pour permettre aux clients de profiter de la production éolienne d'électricité sur l'île. Le développement à venir du réseau provincial d'énergie éolienne par des promoteurs commerciaux sera soutenu par le service public au moyen d'investissements dans l'infrastructure de son réseau de transport.

Grâce à un système d'information géographique fondé sur la technologie, un système d'interruptions planifiées a été instauré, permettant aux représentants du service à la clientèle de savoir quels clients seront touchés par une interruption planifiée et de communiquer avec eux. La disponibilité accrue d'informations permet une meilleure communication avec les clients en cas d'interruption prévue.

L'instauration d'un nouveau système de commandes de service a permis l'ajout d'options de paiements pour les clients et a amélioré la facturation des commandes de service au sein du système d'informations sur la clientèle. Ce système permettra aussi l'intégration future de modules de gestion du travail et de données du système d'informations géographiques.



*Maritime Electric est le principal service public d'électricité de la province de l'Île-du-Prince-Édouard, servant environ 71 000 consommateurs, ou 90 % des consommateurs d'électricité de la province.*

Maritime Electric continue de collaborer étroitement avec tous les paliers gouvernementaux afin de déceler les possibilités de protection de l'environnement. En partenariat avec le gouvernement et des intervenants en matière d'environnement, un projet-pilote intitulé *A Bright Idea* a été achevé au cours de l'exercice, en vertu duquel 95 ménages participants ont reçu jusqu'à 20 ampoules électriques fluorescentes compactes. Les participants ont tous réduit leur consommation quotidienne de 2,6 kilowatts par heure en moyenne, se traduisant par des économies annuelles de 0,7 tonne de gaz à effet de serre par ménage.

Dans le cadre de sa mesure de gestion de la demande, la société s'est jointe au PEI Women's Institute pour concevoir des ateliers promotionnels portant sur l'éclairage des fêtes à la grandeur de l'île pour informer les consommateurs sur leur consommation d'énergie et les inciter à utiliser des diodes électroluminescentes (« DEL ») pour leur éclairage des fêtes.

Au cours de l'exercice, des techniciens de lignes électriques ont reçu une formation en conduite sécuritaire et utilisation d'équipement lourd, et les employés affectés à la production ont reçu une formation sur l'exploitation de centrales. Maritime Electric continue de traiter les questions relatives à la planification de ses ressources humaines. Quinze employés se sont prévalus d'un programme de départ à la retraite anticipé au cours de l'année. Par l'embauche de nouveaux apprentis et la formation accrue de ses 175 employés, la société veille au maintien des compétences techniques et des connaissances nécessaires à la prestation des services à la clientèle dans l'avenir.

Un comité exécutif en matière de sécurité et d'environnement, présidé par le président-directeur général et composé de membres de l'équipe de la haute direction, a été constitué cette année. Le personnel affecté à la santé, la sécurité et l'environnement apporte des conseils et un soutien précieux au comité et contribue à ses efforts visant l'amélioration des processus du service public en matière de santé et de sécurité.



*Maritime Electric a affecté 3,6 millions \$ à son infrastructure pour permettre à la clientèle de profiter de la production insulaire d'électricité éolienne.*



FortisOntario est une société de services publics d'électricité intégrée qui possède et exploite les activités de distribution réglementée de Canadian Niagara Power et de Cornwall Electric. La société sert environ 52 000 clients principalement situés à Fort Erie, Port Colborne, Cornwall et Gananoque, en Ontario, et elle a répondu à une demande de pointe combinée de 233 MW en 2006. FortisOntario possède des actifs de transport réglementé dans les régions de Niagara et de Cornwall, y compris une ligne de transport transfrontalière réglementée entre l'État de New York et Fort Erie, en Ontario. La société détient une participation de 10 % dans Westario Power Holdings Inc. et dans Rideau St. Lawrence Holdings Inc., deux sociétés de distribution d'électricité qui servent plus de 27 000 clients.

En 2006, FortisOntario a investi plus de 10 millions \$ dans des projets d'immobilisations, avant les apports de la clientèle, afin de renforcer la fiabilité et l'efficacité de ses réseaux électriques. À Fort Erie, le travail intensif de conversion de la tension de distribution et les mises à niveau ont été achevés dans les sous-stations afin d'améliorer le rendement d'exploitation et la durée de vie prévue. Le centre de service de Fort Erie a été transformé en un point de contrôle centralisé des systèmes pour tous les réseaux de distribution du service public dans la région du Niagara.



*Cadres de FortisOntario (g-d) : Scott Hawkes, vice-président, Services généraux, chef du contentieux et secrétaire général; Glen King, vice-président, Finances et directeur des finances; William Daley, président-directeur général; Angus Orford, vice-président, Exploitation.*

La construction d'une nouvelle sous-station de distribution au coût de 1,4 million \$ a commencé à Gananoque afin de rehausser la fiabilité. Les travaux ont commencé pour la rénovation d'une installation qui servira de centre de service amélioré et à moindre coût pour les employés sur le terrain de Gananoque. À Cornwall, les travaux d'immobilisations ont été axés sur de nouvelles connexions, y compris une combinaison de services résidentiels et de services commerciaux en trois étapes. Les équipes de Cornwall ont aussi achevé la reconstruction d'une ligne d'alimentation du réseau de distribution en milieu rural, qui contribue au soutien d'une meilleure fiabilité et d'une accessibilité accrue au réseau.

FortisOntario s'est mérité un taux de satisfaction de la clientèle de 84 % en 2006. Les clients continuent d'accorder une grande priorité à la livraison fiable et sûre de l'électricité et à la qualité du service dans des proportions respectivement de 94 % et 87 %. La société a de nouveau surpassé les normes de rendement établies par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») relativement aux délais de réaction, aux connexions au service et aux statistiques de réponse aux demandes téléphoniques.

Un certain nombre de méthodes de travail manuel ont été éliminées avec l'automatisation, et plusieurs processus de service à la clientèle ont été modifiés pour atténuer les redondances et réduire les erreurs et la charge de travail. Le centre de service à la clientèle de Gananoque a été réuni avec le bureau de Cornwall situé à proximité. Le service de technologie de l'information a amorcé un plan de regroupement des technologies de l'information afin de réduire les charges d'exploitation relatives à l'obtention de permis et à l'administration et d'améliorer la technologie dans le centre de données principal.

En octobre, une violente tempête de neige a frappé Fort Erie et Port Colborne, accumulant plus de 30 centimètres de neige mouillée et lourde sur les arbres encore entièrement feuillés. Tous les clients de Fort Erie et un tiers des clients de Port Colborne du service public ont été directement touchés par la pire tempête survenue en octobre depuis les années 1870. Grâce à un travail de rétablissement poursuivi nuit et jour, le courant a été rétabli pour la plupart des clients en cinq jours. Plusieurs services publics de l'Ontario ont participé aux efforts de rétablissement, prêtant près de 100 techniciens de ligne additionnels ainsi que de nombreux élagueurs et représentants du service à la clientèle afin de remplacer une centaine de poteaux brisés et plus de trois kilomètres de lignes. FortisOntario tient à transmettre ses remerciements et son appréciation à tous ceux qui ont participé à ces efforts de rétablissement. La société a déposé une demande auprès de la CEO en janvier 2007 afin de récupérer les coûts engendrés par la tempête à mêmes les tarifs futurs.

FortisOntario a respecté et même surpassé la totalité de ses objectifs de rendement clés en matière de santé, de sécurité et d'environnement pour 2006, y compris aucune blessure occasionnant une perte de temps de travail pour tous les lieux de travail. Le nouveau programme informatique *Safety First* assure un suivi et un compte rendu des résultats des formations, des incidents menaçant la sécurité et des inspections. Le programme servira à gérer l'ensemble des indicateurs en matière de sécurité et d'environnement. Un programme de conduite routière a amené une réduction de 33 % des incidents impliquant des véhicules en 2006.

La société a franchi la première étape principale de mise en place d'un système de gestion intégré de la santé et de la sécurité au travail et de l'environnement en mettant la dernière main à un manuel sur l'application du système. Une fois entièrement instauré, le système intégré sera conforme à la norme HASAS (Health and Safety Assessment Series) 18001 et à la norme 14001 de l'Organisation internationale de normalisation (« ISO 14001 »).



*Les clients de FortisOntario ont de nouveau accordé une grande priorité à la fiabilité et à livraison sûre de l'électricité et à la qualité du service, dans des proportions respectivement de 94 % et 87 % en 2006.*

L'historique de relations de travail harmonieuses s'est poursuivi avec la ratification de deux nouvelles conventions collectives entre Canadian Niagara Power et la Fraternité internationale des ouvriers en électricité, section locale 636, dans les régions du Niagara et de Gananoque. Dans le cadre des mesures continues de planification de la relève, un programme d'évaluation à 360 degrés a été instauré pour développer les habiletés de leadership des gestionnaires. Afin de promouvoir le bien-être des employés, des défis-santé et d'autres programmes de bien-être au travail ont été lancés à l'intention des 133 employés de la société.

FortisOntario continue de faire pression auprès du gouvernement de l'Ontario afin d'établir un nouveau régime de droits de mutation octroyant des exemptions dans le secteur ontarien de la distribution de l'électricité, avec la participation des sociétés de distribution du secteur privé appartenant à des intérêts canadiens. La société continue de rechercher des occasions pouvant mener à des partenariats avec de petits services publics inscrits en Bourse, ou à leur acquisition, afin d'accroître ses propres activités de distribution. FortisOntario a conclu des arrangements de service stratégiques avec plusieurs sociétés de distribution, à qui elle fournit des services auxiliaires touchant les finances, la réglementation et les ressources humaines.



*FortisOntario remercie tous ceux qui, en travaillant jour et nuit, ont réussi, au bout de cinq jours, à rétablir le courant pour la majorité des clients de Fort Erie et de Port Colborne, par suite de la pire tempête d'octobre recensée depuis les années 1870.*



Belize Electricity est le principal distributeur d'électricité du Belize, en Amérique centrale. Servant plus de 71 000 clients, la société a répondu à une demande de pointe de 67 MW en 2006 grâce à un approvisionnement énergétique diversifié comprenant l'achat d'électricité auprès de Belize Electric Company Limited (« BECOL ») et de la Comisión Federal de Electricidad, société d'électricité appartenant au gouvernement mexicain, et sa propre production provenant d'une centrale alimentée au diesel et d'une turbine à gaz. La majorité de la clientèle est raccordée au réseau d'électricité national du pays, qui est lui-même relié au réseau d'électricité du Mexique, ce qui permet à la société d'optimiser son approvisionnement énergétique. Fortis détient une participation de 70,1 % dans Belize Electricity.



*Cadres de Belize Electricity (g-d) : Joseph Sukhmandan, vice-président, Ingénierie et approvisionnement énergétique; Felix Murrin, vice-président, Service à la clientèle et exploitation; Lynn Young, président-directeur général; Juliet Estell, directrice, Services généraux et secrétaire générale; Rene Blanco, vice-président, Finances et directeur des finances.*

de l'approvisionnement énergétique et réduit les pertes du réseau dans les territoires de service du sud du pays. Power V chapeaute la majorité des mesures de modification des sous-stations du Belize et d'amélioration de la fiabilité et des processus.

Plus de 93 kilomètres de nouvelles lignes de distribution ont été construits afin de mettre à niveau et de remplacer les réseaux de distribution vieillissants et d'atténuer ainsi les dommages qui pourraient être causés par des ouragans. De nouvelles prolongations de lignes ont aussi été construites pour brancher plusieurs ensembles de développement résidentiel et touristique.

En 2006, 206 kilomètres de lignes de transport ont été mises à niveau dans le but de réduire les pertes du réseau. Avec l'aide de sociétés sœurs, Newfoundland Power et Caribbean Utilities, l'équipe de protection des produits de Belize Electricity a resserré son inspection des compteurs. Grâce à ces mesures, la société prévoit réduire les pertes du réseau en 2007.

En février 2007, la société s'est branchée à la centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 3 MW Hydro Maya Limited dans le sud du Belize. En 2006, Belize Electricity a tiré 43 % de son énergie de sources hydroélectriques, et elle est en mesure de répondre à la demande de pointe du pays au moyen d'une production locale au besoin.

En août, un nouveau contrat d'achat d'électricité signé avec la CFE est entré en vigueur. En vertu de ce contrat, le service public mexicain fournit à Belize Electricity jusqu'à 15 MW d'énergie ferme et jusqu'à 40 MW d'énergie économique si aucune énergie ferme n'est utilisée. Bien que le coût unitaire de l'énergie ferme ait augmenté, principalement en raison de l'escalade des prix du pétrole, la société a le choix d'acheter de l'énergie économique, pourvu qu'elle soit disponible et moins chère, avant d'acheter de l'énergie ferme. Les contrats antérieurs prévoyaient 25 MW d'énergie ferme ainsi que 14 MW d'énergie économique qui ne pouvait être achetée que si la totalité de l'énergie ferme avait été utilisée.

Belize Electricity s'est mérité un taux de satisfaction de la clientèle de 84,1 % en 2006. Un nouveau système d'information à la clientèle et de facturation instauré au cours de l'exercice a permis d'améliorer les processus de service à la clientèle, qui peuvent maintenant produire rapidement des rapports de lecture du compteur, un historique de paiement et d'autres informations sur les comptes, le tout dans un format convivial conforme aux souhaits des clients.

En juin, Belize Electricity a finalisé un plan de restructuration du capital de 33,4 millions \$ US, dont le produit a permis à la société de poursuivre son programme de dépenses en immobilisations visant à améliorer la fiabilité du service et à répondre à la demande croissante d'énergie.

Des dépenses en immobilisations de 16 millions \$ US ont servi au cours de l'exercice à la mise à niveau et à l'expansion du réseau électrique pour rehausser la qualité du service. Parmi les projets importants achevés figure la mise à niveau au coût de 2,4 millions \$ US de la ligne de transport du sud, qui est passée de 34,5 kV à 69 kV. L'achèvement de ce projet, une sous-composante du Fifth Power Development Project (« Power V »), aide la société à suivre le rythme de la croissance de la charge, améliore la qualité

Une application logicielle a été conçue afin d'offrir à la clientèle une version améliorée de la facturation électronique. Les factures électroniques révisées reproduisent la présentation facile à lire des factures sur papier. Grâce à cette application, la société est en mesure de rappeler automatiquement aux clients, par courriel, l'échéance imminente des factures.

La fiabilité du service est un paramètre de rendement crucial. Le personnel de ligne a été formé à l'utilisation de perches isolantes et de gants en caoutchouc sur les lignes sous tension. Plus de la moitié du personnel de ligne de la société est maintenant certifiée pour ce travail, ce qui profite aux clients en réduisant le nombre d'interruptions prévues.

En 2006, la mise en œuvre du système de gestion de l'environnement s'est poursuivie dans plusieurs zones à risque élevé de la société. Les employés ont reçu une formation pratique sur les politiques et procédures ISO 14001. Des vérificateurs externes ont attesté que les mesures et activités instaurées par le système de gestion de l'environnement du service public avaient entraîné les améliorations signalées comme nécessaires au moment de la vérification initiale de 2005. Belize Electricity prévoit être conforme aux normes ISO 14001 d'ici 2008.

Le développement de compétences en matière de ressources humaines est essentiel au respect de normes de rendement élevées. Cette année, l'accent a été mis sur l'amélioration des compétences en leadership des représentants de la direction en ciblant les employés les plus performants et en instaurant des plans d'action axés sur la mise en valeur de leur potentiel afin qu'ils puissent assumer des responsabilités plus importantes. Les membres du personnel opérationnel ont participé à une séance de formation sur la technologie de l'information et le service à la clientèle avec leurs collègues d'autres services publics de Fortis. Les connaissances et les meilleures pratiques échangées au cours de cette séance ont été intégrées dans des plans d'action d'amélioration de ces secteurs opérationnels.

La culture axée sur la santé et la sécurité continue d'être au cœur des activités quotidiennes. *Get Movin'*, une mesure en matière de santé et de sécurité, a été lancée afin de promouvoir l'importance de la santé et de la forme physique auprès des employés. Une politique d'environnement de travail sans drogue a été instaurée dans le cadre de l'engagement du service public de protéger la santé et la sécurité des clients et de ses 254 employés. Une série de présentations publiques portant sur la sécurité en matière d'électricité a été bien reçue par les participants et se poursuivra en 2007.



*Belize Electricity s'est mérité un taux de satisfaction de la clientèle de 84,1 % en 2006.*



*En 2006, la mise en œuvre du système de gestion de l'environnement s'est poursuivie dans plusieurs zones à risque de Belize Electricity dans le cadre de l'objectif de la société de se conformer aux normes ISO 14001 d'ici 2008.*



Caribbean Utilities produit, transporte et distribue de l'électricité au bénéfice de plus de 22 000 clients de l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans. La société est l'un des fournisseurs d'électricité les plus fiables et efficaces de toute la région des Caraïbes. Son réseau électrique a une capacité de production de 120 MW et a répondu à une demande de pointe record de 87 MW en octobre 2006.

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



*Cadres de Caribbean Utilities (g-d) : Lee Tinney, vice-président, Transport et distribution; Andrew Small, vice-président, Production; Richard Hew, président-directeur général; Eddinton Powell, premier vice-président, Finances et services généraux et directeur des finances; Robert Imparato, secrétaire général et chef de la gouvernance.*

commercialisation directe d'options de paiement externe pratique, comme l'acquittement de factures dans des banques locales. L'installation de nouveaux compteurs automatisés se poursuit, réduisant les temps de lecture et rehaussant l'exactitude de la facturation. Le programme *Energy Smart* de la société, conçu afin d'aider les clients à conserver l'énergie, a fait l'objet d'une promotion accrue. La direction a donné des cours sur l'éconergie au cours de l'été, pendant que l'escalade des prix du combustible se répercutait directement sur la facturation des clients. Dans le cadre des activités du programme *Energy Smart*, Caribbean Utilities offre à tous les clients d'effectuer gratuitement des vérifications du rendement énergétique de résidences et de commerces. La période de disponibilité du service d'électricité pour les clients a été de 99,92 % en 2006.

Pour l'exercice terminé le 30 avril 2006, les dépenses en immobilisations ont totalisé 33,9 millions \$ US. Les principaux projets d'immobilisations comprennent la remise en état de quatre unités de production endommagées par des ouragans, totalisant 16,8 MW, qui ont été installées dans une chambre des machines remise en état et mise à niveau, la mise en service d'une nouvelle turbine à gaz de 8,4 MW et l'agrandissement de l'installation de stockage de carburant en vrac à North Sound.

Le budget des dépenses en immobilisations de la société pour l'exercice 2007 est de 38 millions \$ US. Les projets en cours comprennent l'achat, pour 22 millions \$ US, et l'installation d'une unité de production alimentée au diesel à vitesse moyenne de 16 MW et du matériel auxiliaire. L'installation de cette unité est prévue pour répondre à la demande d'énergie de l'été 2007.

L'engagement de Caribbean Utilities envers l'excellence de ses pratiques en matière de ressources humaines et de sécurité publique demeure une priorité. Les mesures en matière de sécurité instaurées cette année comprennent la mise en œuvre d'un programme de sécurité à l'intention des entrepreneurs, une révision des procédures de contrôle de l'énergie et des mises à jour du manuel de santé et de sécurité des employés.

La société a un système complet de gestion environnementale et est certifiée ISO 14001 (norme de 2004) à l'égard de sa production et de ses réseaux de transport et de distribution. Caribbean Utilities est la seule organisation des îles Caïmans détenant actuellement la certification ISO 14001. Les mesures de gestion environnementale de 2006 comprennent l'expédition de plus de 45 400 kilogrammes de rebuts d'aluminium et de 350 transformateurs endommagés par les ouragans vers la Floride aux fins de recyclage, ce qui a généré environ 0,3 million \$ US de produits. Les autres mesures comprennent la planification continue de la préparation en cas d'urgence, un programme continu de formation des employés et l'élaboration de normes rigoureuses en matière d'environnement et de conception des structures.

En novembre, Fortis est devenue l'actionnaire détenant le contrôle de la société en augmentant sa participation dans Caribbean Utilities à environ 54 %.

Caribbean Utilities exerce ses activités en vertu d'un permis exclusif de 25 ans avec le gouvernement des îles Caïmans (le « gouvernement »). La société a le droit de gagner un taux de rendement de 15 % sur sa base tarifaire. Le service public a repris les négociations de renouvellement du permis avec le gouvernement en novembre 2005 et des pourparlers entre les deux parties sont en cours. Le permis actuel est valide jusqu'en janvier 2011 ou jusqu'à ce qu'il soit remplacé par un nouveau permis par entente mutuelle.

Caribbean Utilities s'est mérité un taux de satisfaction de la clientèle de 87 % en mai 2006. Les mesures de service à la clientèle ajoutées cette année comprennent la

Caribbean Utilities continue de surveiller l'émergence de sources d'énergie alternatives pour l'île Grand Caïman. La société a signé un protocole d'entente non exécutoire avec Sea Solar Power International (« SSP ») en 2004 visant l'achat d'électricité produite par le prototype de centrale de conversion de l'énergie thermique des mers de 10 MW qui sera mise en service par SSP au début de 2009, sous réserve de l'obtention de permis du gouvernement et d'autres approbations.

Avec ses 187 employés, dont plus de 90 % sont des Caïmanais, Caribbean Utilities a affiché plus de 12 000 heures de formation du personnel pour l'exercice terminé le 30 avril 2006. Les mesures de formation comprennent des instructions sur la technologie de l'information à divers groupes d'employés de même qu'un programme complet d'apprentissage destiné aux opérateurs de centrales, aux employés de lignes et aux mécaniciens de parc de véhicules.

La société a obtenu la certification *Investors in People* au début de 2006. Cette norme mondialement reconnue aligne les stratégies en matière de ressources humaines avec les objectifs d'affaires du service public. Un plan d'action stratégique a été achevé, traitant des questions liées au recrutement et au maintien en poste de membres clés du personnel, au perfectionnement des employés et du leadership, et à la rémunération et aux récompenses. Les mesures de perfectionnement des employés se poursuivront tout au long de 2007 puisque le service public vise à conserver sa position d'employeur de choix dans le pays.

Quant à la technologie de l'information, les projets entrepris en 2006 comprennent la conception de plans de continuité des activités pour plusieurs services; les procédures de gestion de crise et d'intervention en cas d'urgence seront conçues en 2007. Les autres mesures comprennent l'achèvement d'un centre de reprise après sinistre afin de protéger sur les serveurs les données cruciales du service public et l'installation du système de service à la clientèle *TeleLink*. Le système automatisé utilise une technologie interactive de reconnaissance de la voix pour fournir des services à valeur ajoutée par téléphone comme les demandes d'information sur la facturation et le règlement des cartes de crédit.

En janvier 2006, Caribbean Utilities a reçu de l'Edison Electric Institute des États Unis le prix *Emergency Recovery Award*, soulignant les réalisations de la société pour rétablir le service d'électricité après le passage de l'ouragan Ivan en 2004. Plus de 140 employés de Fortis ont aidé le personnel de Caribbean Utilities à rétablir le service d'électricité en moins de trois mois.



Le réseau électrique de Caribbean Utilities a une capacité de production de 120 MW et a répondu à une demande de pointe record de 87 MW en octobre 2006.



## FORTIS TURKS AND CAICOS

Le 28 août 2006, Fortis a acquis deux services publics d'électricité, P.P.C. Limited et Atlantic Equipment & Power (Turks and Caicos) Ltd. (collectivement, « Fortis Turks and Caicos »), pour une contrepartie totale d'environ 90 millions \$ US.

Les îles Turks et Caicos, Territoire d'outre-mer du Royaume-Uni situé à environ 575 miles au sud-est de Miami, sont composées de deux archipels d'une superficie d'environ 270 miles carrés. Les deux archipels sont composés d'environ 40 îles, dont huit sont habitées. Les îles Turks et Caicos comptent environ 33 000 résidents permanents. Toutefois, la population s'accroît considérablement au cours de la saison de pointe du tourisme qui s'étend d'octobre à mars. Environ 75 % des habitants habitent l'île Providenciales, l'île la plus développée et commercialisée des îles Turks et Caicos.

Les îles Turks et Caicos constituent une destination touristique de renommée mondiale dont la forte croissance est attribuable à la construction de condominiums de villégiature haut de gamme. Le produit intérieur brut a monté d'environ 14 % (croissance réelle) en 2005 pour s'établir à 570 millions \$ US.

Fortis Turks and Caicos sert environ 7 700 clients, ou 80 % des consommateurs d'électricité des îles Turks et Caicos. La société a une capacité de production combinée alimentée au diesel d'environ 37 MW et a répondu à une demande combinée de pointe de 25 MW en 2006.

Fortis Turks and Caicos possède et exploite un réseau entièrement intégré de production et de distribution d'électricité dans les îles Providenciales, North Caicos et Middle Caicos en vertu d'un permis de 50 ans qui expire en 2037. La société possède et exploite aussi une centrale indépendante et un réseau de distribution dans South Caicos et est le seul fournisseur d'électricité pour cette île en vertu d'un permis de 50 ans qui expire en 2036.

Les ventes d'électricité dans l'île Providenciales, où la majorité des clients habitent, ont augmenté, en moyenne, de 15 % par année au cours des douze dernières années. La croissance robuste de la demande d'énergie découle du tourisme et de la construction de



*Fortis Turks and Caicos est le principal distributeur d'électricité dans les îles Turks et Caicos en vertu de permis de 50 ans qui expirent en 2036 et en 2037.*



*La croissance robuste de la demande d'énergie découle du tourisme et de la construction de nombreux condominiums et hôtels.*

nombreux condominiums et hôtels. Bien que les activités de construction dans les îles Turks et Caicos soient vigoureuses depuis des années, le développement s'est accéléré en 2006 en raison de nombreux programmes de travaux publics financés par le gouvernement.

Fortis Turks and Caicos a consacré 13,8 millions \$ US aux dépenses en immobilisations au cours de l'exercice pour répondre aux besoins en énergie de sa clientèle et assurer la fiabilité du réseau en présence de ce niveau de croissance soutenu de la demande en énergie. Le premier de trois groupes électrogènes acquis auprès du Guyana a été installé et les préparatifs d'installation des deux autres groupes sont en cours. Une nouvelle sous-station de 35 kV a été mise sous tension à Grace Bay pour répondre à la demande d'énergie créée par l'expansion des centres de villégiature. Trois génératrices mobiles ont été achetées afin d'avoir une flexibilité et de répondre à la croissance de la demande de charge sur certaines îles des archipels Turks et Caicos. Des révisions nécessaires des groupes électrogènes alimentés au diesel ont été achevées et une analyse de moteur spécialisée a été menée pour déceler des défaillances ou des défauts. Un système de protection contre les incendies à la fine pointe de la technologie a été mis en service à la centrale de Providenciales.

Au cours de l'exercice, la société a achevé quelques travaux d'immobilisations importants coïncidant avec des projets de transport publics financés par le gouvernement. Une partie du réseau de distribution aérien a été remplacé par un réseau souterrain pendant le pavage d'un grand tronçon de route traversant la zone développée de Providenciales. Une nouvelle section de câbles a été installée entre Dellis Cay et North Caicos par suite du dragage d'un canal entre les eaux profondes au nord-est de Dellis Cay et Belfield Landing, sur North Caicos, en vue de l'aménagement d'un nouveau port commercial. Une ligne de distribution de quatre kilomètres a été construite pour relier le nouveau port au réseau de distribution de la société à Kew.



*Les îles Turks et Caicos constituent une destination touristique de renommée internationale.*





Fortis Turks and Caicos est résolue à s'assurer que les employés ont les compétences et l'expertise nécessaires pour relever les défis posés par la livraison sûre et fiable d'électricité aux clients pendant que les îles Turks et Caicos continuent d'afficher une croissance solide de la demande en énergie. Tout au long de l'exercice, des formations ont été données aux techniciens de compteurs, aux opérateurs, aux agents du service à la clientèle et au personnel des systèmes informatiques. Avec son équipe comptant 79 employés, Fortis Turks and Caicos continuera de soutenir les mesures de perfectionnement pour s'assurer que les attentes de la clientèle en matière de service continuent d'être comblées.

### ÎLES TURKS ET CAICOS

**Situation géographique :** Environ 575 miles au sud-est de Miami et 70 miles au nord de la République Dominicaine. Ces îles sont composées de deux archipels d'une superficie d'environ 270 miles carrés. Les deux archipels sont composés d'environ 40 îles, dont huit sont habitées : Salt Cay, Grand Turk, South Caicos, Middle Caicos, North Caicos, Providenciales, Parrot Cay et Pine Cay. La capitale est Cockburn Town, Grand Turk.

**Langue :** Anglais (langue officielle)

**Climat :** Tropical, marin, modéré avec des vents alizés, ensoleillé et relativement sec

**Ressources naturelles :** Langoustes et conques

**Agriculture :** Maïs, fèves, manioc (tapioca), agrumes

**Économie :** Le tourisme et les activités financières extraterritoriales constituent les principales industries, et on compte aussi une petite industrie de pêcheries (homard et écrevisses). Les îles Turks et Caicos constituent une destination touristique de renommée mondiale dont la croissance importante est attribuable à la construction de condominiums de villégiature haut de gamme. Les principales sources des revenus gouvernementaux comprennent les honoraires perçus sur les activités financières extraterritoriales et les droits de douane. Les îles Turks et Caicos n'ont pas d'impôts sur le revenu, sur les bénéfices des sociétés, sur les gains en capital ou sur les dividendes, ni d'impôts fonciers.

**Devise :** Dollar américain

**Système de justice :** Fondé sur les lois de l'Angleterre et du Pays de Galles, avec quelques lois adoptées des systèmes de la Jamaïque et des Bahamas

**Transport :** Trois aéroports internationaux. Miami est la principale porte d'entrée et des vols affrétés partent aussi de New York et du Canada. L'aéroport national offre des vols réguliers vers d'autres destinations des Caraïbes. Il y a en outre des vols en partance des Bahamas, d'Haïti et de la République Dominicaine.



*Les îles Turks et Caicos comptent environ 33 000 résidents permanents. La population s'accroît considérablement pendant la saison touristique de pointe du pays qui s'étend d'octobre à mars.*





ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES



Fortis Generation comprend des actifs de production non réglementée au Belize, en Ontario, dans la région centrale de Terre-Neuve, en Colombie-Britannique et dans le nord de l'État de New York. La capacité de production de ces actifs non réglementés est de 195 MW, dont 190 MW sont d'origine hydroélectrique.

Au Belize, BECOL possède et exploite les centrales Mollejon, de 25 MW, et Chalillo, de 7 MW, situées sur la rivière Macal. Mollejon et Chalillo sont les plus importantes centrales hydroélectriques commerciales du Belize. La production d'énergie a atteint 178 GWh en 2006, soit plus de deux fois et demie la production de 2005. La hausse de la production a été rendue possible par la mise en service de la centrale Chalillo, en septembre 2005. BECOL vend la totalité de sa production à Belize Electricity en vertu d'un contrat d'achat d'électricité de 50 ans.

La production hydroélectrique contribue de manière importante à la stabilisation des prix de l'énergie dans un pays confronté à l'escalade des prix du pétrole. Depuis septembre 2005, la centrale hydroélectrique Chalillo a permis aux clients de Belize Electricity d'économiser 4 millions \$ US en coûts d'énergie en offrant la source d'énergie la plus abordable disponible. Le développement de Chalillo a aussi

contribué au contrôle des inondations. En juillet, le service météorologique national a confirmé que la présence de la centrale avait de beaucoup contenu la crue des eaux à San Ignacio après des pluies torrentielles.



*En Colombie-Britannique, l'actif de production non réglementée est la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden de 16 MW près de Lillooet, qui a été acquise en mai 2004 avec les autres actifs de FortisBC.*

L'étude d'impact environnemental de la centrale Vaca a reçu le feu vert au cours de l'exercice. La mise en chantier de la centrale hydroélectrique de 18 MW, à environ cinq kilomètres en aval de Mollejon, est prévue pour 2007, sous réserve de l'approbation réglementaire. Cette centrale représente la troisième et dernière étape du plan de harnachement hydroélectrique de la rivière Macal. La centrale Vaca devrait permettre à BECOL de répondre aux demandes d'énergie du Belize de façon économique et respectueuse de l'environnement et de réduire la dépendance du pays à des sources d'énergie étrangères.



*Dans la région centrale de Terre-Neuve, Fortis Generation détient une participation de 51 % dans la société Exploits River Hydro Partnership.*

En Ontario, les activités non réglementées comprennent le droit sur l'eau de 75 MW lié au Niagara Exchange Agreement, une centrale de cogénération de 5 MW alimentée au gaz à Cornwall et six petites centrales hydroélectriques dans l'est de l'Ontario ayant une capacité combinée de 8 MW. À l'exception de la centrale de cogénération à Cornwall, l'électricité produite par ces centrales est vendue en Ontario aux prix du marché.

Dans la région centrale de Terre-Neuve, Fortis Generation a une participation de 51 % dans la société Exploits River Hydro Partnership (« société Exploits ») avec la Compagnie Abitibi-Consolidated du Canada (« Abitibi-Consolidated »). La société Exploits a été constituée en 2001 aux fins de l'aménagement d'une capacité additionnelle à la centrale hydroélectrique d'Abitibi-Consolidated à Grand Falls-Windsor et du réaménagement de la centrale hydroélectrique de 50 hertz de la forestière à Bishop's Falls dans le but d'augmenter la production d'énergie annuelle d'environ 140 GWh pour la porter à 600 GWh. Les ajouts de la société Exploits sont entrés en exploitation en novembre 2003. Abitibi-Consolidated continue d'utiliser la production annuelle historique alors que l'énergie additionnelle produite est vendue à Newfoundland Hydro en vertu d'un contrat d'achat d'électricité de 30 ans. La société Exploits a atteint une production annuelle record de 168 GWh en 2006.

En Colombie-Britannique, l'actif de production non réglementée est la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden de 16 MW, près de Lillooet, qui a été acquise en mai 2004 avec les autres actifs de FortisBC. La centrale vend toute sa production à BC Hydro en vertu d'un contrat à long terme.

Dans le nord de l'État de New York, les actifs de production non réglementée sont formés de quatre centrales hydroélectriques situées à Moose River, à Philadelphie, à Dolgeville et à Diana. Les centrales ont une capacité combinée d'environ 23 MW. La production d'énergie moyenne annuelle de 85 GWh de ces centrales est vendue en gros en vertu d'une série de contrats. En juin, la centrale Dolgeville a été temporairement mise hors service à cause d'une inondation de l'East Canada Creek. Bien que la centrale n'ait pas subi de dommages, des travaux de rétablissement se sont révélés nécessaires à la prise d'eau et au canal de fuite de la centrale, et la centrale a été remise en service en trois mois.



*La centrale hydroélectrique Chalillo, au Belize, a de beaucoup contenu la crue à San Ignacio après des pluies torrentielles.*



Fortis Properties possède et exploite 18 hôtels, offrant plus de 3 200 chambres, dans sept provinces canadiennes, et 2,7 millions de pieds carrés d'espace de bureaux d'affaires et de commerce de détail dans le Canada atlantique. La société, filiale en propriété exclusive de Fortis, est le principal véhicule de diversification et de croissance hors du secteur des services publics.

En novembre, Fortis Properties a accentué sa présence dans l'Ouest canadien en se portant acquéreur de quatre hôtels de marque internationale, comptant 454 chambres en tout, en Alberta et en Colombie-Britannique. L'investissement, d'environ 52,0 millions \$, portait sur le Holiday Inn Express and Suites et le Best Western, à Medicine Hat, en Alberta, le Ramada Hotel and Suites à Lethbridge, en Alberta, et le Holiday Inn Express à Kelowna, en Colombie-Britannique. Ces hôtels sont renommés dans leurs marchés respectifs et renforcent la réputation de Fortis Properties comme propriétaire d'hôtels de haute qualité et bien situés.

L'ouverture officielle respective de l'agrandissement de 11 000 pieds carrés, réalisé au coût de 2,3 millions \$, du centre de conférence du Holiday Inn Kitchener-Waterloo et de l'ajout d'une tour de 70 chambres construite au coût de 7,8 millions \$, au Holiday Inn Sarnia, a eu lieu en 2006. L'offre de valeur ajoutée de ces hôtels augmentera leur capacité à attirer des événements de plus grande envergure. Fortis Properties a vendu le Days Inn à Sydney, en Nouvelle-Écosse, pour un produit brut de 4,5 millions \$. La société reste présente à Sydney à titre de propriétaire-exploitant du Delta Sydney.



*Cadres de Fortis Properties (g-d) : Earl Ludlow, président-directeur général; Neal Jackman, vice-président, Finances et directeur des finances; Nora Duke, vice-présidente, Services hôteliers; Wayne Myers, vice-président, Immobilier.*

pour les bâtiments commerciaux du gouvernement du Canada, un appui financier de 60 000 \$ a été obtenu pour la conception éconergétique de l'agrandissement, dont l'efficacité dépasse de 29,9 % le Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments.

La Building Owners and Managers Association (« BOMA ») Atlantic a récompensé le Maritime Centre à Halifax, en Nouvelle-Écosse, en lui remettant le prix d'excellence BOMA Atlantic pour 2006-2009. Ce prix souligne la qualité supérieure de la propriété et de la gestion.

Le taux de satisfaction de la clientèle de la division hôtelière s'est encore amélioré en 2006. Les trois hôtels Delta de la société se sont distingués par leur rendement supérieur, recevant de la marque les distinctions Meilleure amélioration de la satisfaction des clients et Hôtel de l'année. Le Delta St. John's Hotel and Conference Centre s'est classé premier dans les deux catégories.

Le revenu par chambre disponible a augmenté pour la 11<sup>e</sup> année consécutive, atteignant 72,67 \$. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse du tarif quotidien moyen des chambres.

La division immobilière a maintenu la robustesse et la stabilité de ses résultats au cours de l'exercice. Le taux d'occupation s'établissait à 94,9 % au 31 décembre 2006, surpassant le taux national qui était de 92,3 %.

Mettant à profit ses solides relations avec ses locataires, Fortis Properties est proactive dans ses négociations de renouvellement des baux avant échéance. La location à long terme constitue une source stable de revenus annuels et reflète l'engagement de la société envers le service à la clientèle et la qualité de ses produits.

La croissance de la division immobilière a principalement découlé de l'achèvement de l'agrandissement de 57 000 pieds carrés, au coût de 6,2 millions \$, du Centre Croix Bleue à Moncton, au Nouveau-Brunswick. À peine quatre mois après son ouverture, des contrats de location étaient signés pour la totalité de l'agrandissement. Dans le cadre du Programme d'encouragement

Kings Place, à Fredericton, au Nouveau-Brunswick, a reçu un prix BOMA Atlantic dans la catégorie Gérance de l'environnement pour son projet de remplacement du réfrigérant, qui entraînera une conservation d'énergie de 69 000 kWh chaque année. Le Brunswick Square à Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick, a aidé un important locataire à mettre en œuvre une méthode de compostage et de gestion des déchets qui a aussi été primée par BOMA Atlantic dans la catégorie Gérance de l'environnement.

Des solutions pouvant freiner la croissance des charges d'exploitation, due à la hausse des prix de l'énergie et des impôts fonciers, ont été ciblées. Des programmes d'éconergie, l'examen des cotisations fiscales et des améliorations fonctionnelles ont aidé à contenir les charges tout au long de l'exercice.

Plusieurs améliorations technologiques ont permis d'accroître la qualité du service. Plus de 0,6 million \$ ont été investis dans de nouveaux systèmes de gestion immobilière dans huit des hôtels de la société. Les nouveaux systèmes amélioreront les services de réservation et d'accueil et rehausseront les efficacités d'exploitation des propriétés. L'installation d'un nouveau logiciel de sauvegarde et d'un réseau de stockage a été achevée au cours de l'exercice. Cette nouvelle infrastructure renforcera la gestion des applications et des données. En 2006, un nouveau système de rémunération a été mis en place, avec plus d'options libre-service pour l'extraction de renseignements sur la rémunération et une gestion de l'information améliorée.

Pendant l'exercice, les mesures de santé et de sécurité ont porté sur l'éducation et l'imputabilité. Des vérifications de la sécurité en dix points ont été faites dans la plupart des propriétés de la société dans le Canada atlantique et en Ontario et elles se poursuivront jusqu'à la fin de 2007. Des modules de formation en ligne ont été instaurés afin de souligner les pratiques et procédures de travail sécuritaires et le rôle que jouent les 1 500 employés de Fortis Properties dans la création d'un environnement de travail sécuritaire et sain.

Lancé en 2006, un programme de mentorat offre aux plus performants de la société la possibilité d'accompagner d'autres employés dans leur développement de carrière et personnel.

Les mesures de communications avec les employés demeurent une priorité. Depuis le printemps, un bulletin transmet des messages sur la société et souligne les succès des employés. Tout au long de l'exercice, les employés ont participé à des assemblées générales, à des réunions-lunch et à des sessions d'orientation, le tout afin de mieux connaître la société et le rôle qu'ils y jouent.



*Le niveau de satisfaction de la clientèle de la division hôtelière de Fortis Properties s'est de nouveau amélioré en 2006.*



*La croissance de la division immobilière est surtout due à l'ajout de 57 000 pieds carrés, au coût de 6,2 millions \$, au Centre Croix Bleue à Moncton, au Nouveau-Brunswick.*



## NOTRE COLLECTIVITÉ

Fortis est convaincue de l'importance de redonner à nos collectivités. Chaque jour, des employés de Fortis relèvent leurs manches et, en collaboration avec d'autres personnes à l'esprit communautaire, travaillent à bâtir un avenir meilleur et plus brillant pour nos collectivités. Voici un aperçu des initiatives que nous avons soutenues fièrement en 2006.

Nos employés, leurs proches et leurs amis ont chaussé leurs espadrilles pour participer à la *Course à la vie CIBC 2006*, amassant près de 15 000 \$ pour la recherche et le traitement du cancer du sein, sans compter les 25 000 \$ recueillis à l'échelle de l'entreprise. Depuis que Fortis a fait son entrée dans la Course en 2001, à titre de Premier commanditaire régional dans le Canada atlantique, la Société et ses employés ont versé près de 307 000 \$ à cette cause.

Des employés de FortisAlberta ont offert *Zap*, un programme de sensibilisation à la sécurité en matière d'électricité, à plus de 5 000 élèves du niveau élémentaire. Présenté sous forme de jeu questionnaire, *Zap* invite les jeunes à reconnaître les dangers inhérents à l'électricité et à les éviter. L'Alberta Centre for Injury Control and Research a décerné à FortisAlberta le prix *Injury Control Champion Award* pour ses efforts de sensibilisation à la sécurité en matière d'électricité.

FortisBC a lancé la première édition annuelle du *FortisBC Wild Festival for Youth Writing and Art Contest*. Plus de 400 enfants ont soumis leurs œuvres artistiques ou littéraires sur les thèmes de la faune et de l'environnement. Six gagnants ont été reconnus à l'occasion du *FortisBC Wild Festival for Youth*, le plus important festival canadien sur l'environnement s'adressant uniquement aux enfants.

Newfoundland Power a souligné le quatrième anniversaire de *The Power of Life Project* en faisant un don de 53 000 \$ pour deux centres du cancer nouvellement rénovés, situés dans la région centrale de Terre-Neuve. La contribution servira à l'achat de fauteuils, de mobilier et d'équipement de chimiothérapie pour les centres.

Le 11<sup>e</sup> *Tournoi annuel de golf de bienfaisance de Maritime Electric* a permis d'amasser 30 000 \$ pour la Fondation des maladies du cœur, la division de l'Île-du-Prince-Édouard de la Société canadienne du cancer et la Fondation Rêves d'enfants. Maritime Electric a également soutenu un athlète local qui a remporté quatre médailles, dont une médaille d'or, à la Coupe du monde de bobsleigh 2006, avant de se rendre aux Jeux Olympiques d'hiver de Turin, en Italie, où il a terminé en quatrième place, ratant la médaille de bronze par seulement 0,05 seconde!



FortisOntario a recueilli près de 32 000 \$ à l'occasion de la *Campagne Centraide 2006* et a été reconnue par *Centraide de Greater Niagara* pour son dévouement et son engagement tout au long de la campagne. FortisOntario a également organisé le *Tournoi de golf au profit de Centraide* pour la deuxième année d'affilée, amassant 10 000 \$ au profit d'initiatives communautaires utiles.

Belize Electricity est fière d'avoir parrainé le tout premier *Festival de musique scolaire* à se tenir au Belize. Plus de dix écoles ont participé à cet événement, qui vise à sensibiliser la population au développement des talents musicaux des jeunes étudiants du Belize.

Caribbean Utilities a été le principal commanditaire de la *Primary Football League*, regroupant plus de 300 joueurs de 14 écoles de Grand Caïman. De nombreux employés de la société ont agi bénévolement à titre d'entraîneurs et d'arbitres tout au long de la saison.

Fortis Turks and Caicos a continué de soutenir plusieurs activités et événements culturels comme le *South Caicos Regatta* et le *Conch Festival* local. La société a également commandité *Education and You*, une émission de télévision locale faisant la promotion de l'importance de l'éducation.

Fortis Properties s'est associée au *Centre de services aux familles des militaires* de Terre-Neuve-et-Labrador pour remplir des boîtes-cadeaux destinées aux militaires déployés en Afghanistan. Plus de 100 boîtes ont été préparées grâce aux efforts de collaboration des employés de Fortis Properties et du personnel militaire.

Merci à nos employés et à tous les bénévoles qui contribuent à dynamiser nos collectivités.





Le 15 mars 2007

La présente analyse doit être lue avec les états financiers consolidés et les notes y afférentes figurant dans le Rapport annuel de Fortis Inc. pour l'exercice 2006. Cette analyse a été préparée conformément au Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue, relativement au rapport de gestion. L'information financière présentée dans la présente analyse a été préparée selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR ») et elle est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Dans cette analyse, Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société ») inclut des énoncés prospectifs qui reflètent les attentes de la direction à l'égard de la croissance future, des résultats d'exploitation, du rendement, des perspectives et des occasions d'affaires de la Société. Dans toute la mesure du possible, des termes comme « anticiper », « croire », « s'attendre à », « avoir l'intention de » et autres expressions semblables ont été utilisés pour désigner les énoncés prospectifs. Ces énoncés reflètent les opinions actuelles de la direction et sont fondés sur les renseignements dont dispose actuellement la direction de la Société. Les énoncés prospectifs comprennent des risques, des incertitudes et des hypothèses importantes. Certains facteurs ou hypothèses importants ont été appliqués pour tirer les conclusions contenues dans les énoncés prospectifs. Ces facteurs ou hypothèses comportent des risques et incertitudes inhérents à l'égard des attentes futures en général. Ces facteurs de risque ou hypothèses comprennent, sans s'y restreindre, la réglementation, les prix de l'énergie, la conjoncture économique générale, les conditions climatiques, les dérivés et les instruments de couverture, les sources de financement, la perte de zones de service, les licences et les permis, l'environnement, les assurances, les relations de travail, les



Barry V. Perry, Vice-président, Finances et directeur des finances, Fortis Inc.

ressources humaines et le risque de liquidités. Fortis met les lecteurs en garde quant au fait qu'un certain nombre de facteurs pourraient faire en sorte que les résultats réels, le rendement ou les réalisations diffèrent de manière importante des résultats analysés ou suggérés dans les énoncés prospectifs. Ces facteurs doivent être soigneusement pris en compte et il convient de ne pas se fier indûment aux énoncés prospectifs. Pour des renseignements additionnels à l'égard de certains de ces facteurs de risque, se reporter aux documents de présentation continue de l'information de la Société déposés de temps à autre auprès des organismes réglementaires canadiens en valeurs mobilières, y compris les facteurs décrits à la rubrique « Gestion du risque d'affaires » du rapport de gestion qui suit pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. 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.

Le rapport de gestion pour le quatrième trimestre de 2006 figure dans le rapport de gestion pour le trimestre et les douze mois terminés le 31 décembre 2006 daté du 8 février 2007 et déposé sur le site de SEDAR au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) à cette même date.

## Aperçu de l'entreprise et stratégie

Fortis est avant tout une société de portefeuille internationale diversifiée de distribution de services publics qui a des investissements surtout dans la distribution de services publics réglementés au Canada et dans la région des Caraïbes. La Société sert plus d'un million de consommateurs d'électricité et répond à une demande de pointe combinée d'environ 5 100 mégawatts (« MW »). En outre, Fortis possède et exploite des actifs de production non réglementée, des immeubles commerciaux et des hôtels.

Fortis vise à être un leader mondial dans les secteurs des services publics réglementés dans lesquels elle exerce ses activités et le fournisseur de services dominant dans ses zones de service. Fortis a adopté une stratégie de croissance rentable, le résultat par action ordinaire étant retenu comme principale mesure du rendement. La Société cherche avant tout à réaliser les occasions de croissance interne dans ses activités existantes. En outre, elle aspire à la croissance au moyen d'acquisitions. Les principaux objectifs de Fortis sont les suivants :

- Le bénéfice devrait se maintenir à un taux correspondant à celui d'un service public canadien bien géré.
- Les risques financiers et d'affaires de l'ensemble des activités de Fortis ne devraient pas être de beaucoup supérieurs à ceux liés à l'exploitation d'un service public canadien.
- La croissance des actifs et de la capitalisation boursière devrait être plus importante que la croissance moyenne pour les autres entreprises ouvertes canadiennes de taille semblable.

Les services publics réglementés de la Société ont pour objectifs principaux l'exploitation de réseaux de distribution sûrs assurant la livraison sécuritaire et fiable d'électricité à la clientèle à des tarifs raisonnables. Les principales activités de la Société sont très réglementées. Fortis isole ses entreprises de services publics par zones de franchise et, selon les exigences d'ordre réglementaire, en fonction de la nature des actifs. Les services publics réglementés de la Société sont divisés entre les services publics réglementés au Canada et les services publics réglementés dans les Caraïbes. Le bénéfice des services publics réglementés de la Société est surtout calculé en appliquant les méthodes conventionnelles fondées sur le coût du service et le taux de rendement. Le bénéfice des services publics réglementés au Canada est habituellement exposé aux variations de taux d'intérêt associées aux mécanismes d'établissement des tarifs.

Fortis investit également dans des actifs de production non réglementée ainsi que dans des immeubles commerciaux et des hôtels, ce qui constitue deux secteurs d'activité distincts. La Société a des actifs de production non réglementée situés dans trois pays et ayant une capacité de production combinée de 195 MW, principalement hydroélectrique. À l'exception des activités de production hydroélectrique non réglementée au Belize et en Colombie-Britannique, les activités de production non réglementée de la Société sont détenues ou gérées par Fortis Properties Corporation (« Fortis Properties ») pour assurer des pratiques d'exploitation uniformes, permettant de tirer profit de l'expertise dans toutes les juridictions et de réaliser des projets hydroélectriques non réglementés. Les investissements de la Société dans des actifs non réglementés fournissent une flexibilité financière, fiscale et réglementaire et rehaussent le rendement revenant aux actionnaires.

La répartition par secteurs d'activité de la Société 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

Le résumé qui suit présente la participation de la Société dans les entreprises de services publics réglementés au Canada, par service public :

- a) *FortisAlberta* : FortisAlberta possède et exploite le réseau de distribution d'électricité dans une part importante du sud et du centre de l'Alberta, servant environ 430 000 clients.
- b) *FortisBC* : Comprend FortisBC Inc., une société de services publics intégrée en exploitation dans l'intérieur méridional de la Colombie-Britannique, servant plus de 152 000 clients. FortisBC Inc. possède quatre centrales hydroélectriques, lesquelles ont une capacité combinée de 235 MW. Dans le secteur d'exploitation des 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 Waneta, propriété de Teck Cominco Metals Ltd., de la centrale hydroélectrique de 149 MW Brilliant, 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. L'actif de FortisBC comprend également le service public d'électricité réglementé anciennement exploité sous le nom Princeton Light and Power Company, Limited (« PLP »). PLP a été acquise par Fortis par l'intermédiaire d'une filiale indirecte le 31 mai 2005. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2007, PLP a été fusionnée à FortisBC Inc. dans le cadre d'une restructuration interne.
- c) *Newfoundland Power* : Newfoundland Power est le principal distributeur d'électricité à Terre-Neuve, servant environ 230 000 clients. Newfoundland Power possède une capacité de production de 136 MW, dont 92 MW d'origine hydroélectrique.
- d) *Maritime Electric* : Maritime Electric est le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard, servant environ 71 000 clients. Maritime Electric possède dans l'île, à Charlottetown et Borden-Carleton, des centrales électriques d'une capacité combinée de 150 MW.
- e) *FortisOntario* : FortisOntario fournit un service public de distribution d'électricité intégré à environ 52 000 clients de Fort Erie, 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 comptes de la Canadian Niagara Power comprennent les activités de distribution d'électricité de la Port Colborne Hydro Inc., qui ont été louées de la Ville de Port Colborne en vertu d'un bail de dix ans conclu en avril 2002. FortisOntario possède également une participation de 10 % dans chacune des sociétés Westario Power Holdings Inc. et Rideau St. Lawrence Holdings Inc., deux sociétés régionales de distribution d'électricité constituées en 2000, servant plus de 27 000 clients.



## Services publics réglementés dans les Caraïbes

Les participations de la Société dans les Caraïbes dans le domaine des services publics réglementés sont les suivantes :

- a) *Belize Electricity* : Belize Electricity est le principal distributeur d'électricité au Belize, en Amérique centrale, servant plus de 71 000 clients. La société possède une puissance installée de 37 MW. Fortis détient une participation conférant le contrôle de 70,1 % dans Belize Electricity (68,5 % au 31 décembre 2005).
- b) *Caribbean Utilities* : Caribbean Utilities est l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans, servant plus de 22 000 clients. La société possède une puissance installée de 120 MW. Le 7 novembre 2006, Fortis a acquis une participation additionnelle de 16 % dans Caribbean Utilities et détient maintenant environ 54 % de la société. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (TSX : CUP.U) dont l'exercice se termine le 30 avril. Le bilan de Caribbean Utilities au 7 novembre 2006 a été consolidé avec celui de Fortis au 31 décembre 2006. À compter du premier trimestre de 2007, Fortis consolidera les états financiers de Caribbean Utilities avec un décalage de deux mois et inclura le bilan au 31 janvier 2007 et les états des résultats et des flux de trésorerie de Caribbean Utilities pour le trimestre terminé le 31 janvier 2007. Au cours des exercices 2006 et 2005, les états des résultats de Fortis reflétaient sa participation précédente d'environ 37 % dans Caribbean Utilities, auparavant comptabilisée avec un décalage de deux mois.
- c) *P.P.C. Limited et Atlantic Equipment & Power (Turks and Caicos) Ltd. (collectivement « Fortis Turks and Caicos »)* : Fortis Turks and Caicos a été acquise par Fortis le 28 août 2006 par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive. Fortis Turks and Caicos sert environ 7 700 clients ou 80 % des consommateurs d'électricité des îles Turks et Caicos et a une puissance installée alimentée au diesel d'environ 37 MW. La société est le principal distributeur d'électricité des îles Turks et Caicos en vertu de permis de 50 ans échéant en 2036 et 2037.

## Activités non réglementées – Fortis Generation

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

- a) *Belize* : Ces activités sont constituées des centrales hydroélectriques Mollejon, d'une puissance de 25 MW, et Chalillo, d'une puissance de 7 MW, situées au Belize. La totalité de leur production d'électricité est vendue à Belize Electricity en vertu d'une entente d'achat d'électricité de 50 ans échéant en 2055. Les centrales hydroélectriques du 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.
- b) *Ontario* : Les activités non réglementées en Ontario comprennent un droit d'usage de l'eau d'une puissance de 75 MW en vertu du Niagara Exchange Agreement, une centrale de cogénération alimentée au gaz de 5 MW à Cornwall et six petites centrales hydroélectriques situées dans l'est de l'Ontario possédant une capacité combinée de 8 MW. Les activités de production non réglementée en Ontario sont dirigées par l'intermédiaire de FortisOntario Inc. et Fortis Properties. Le 1<sup>er</sup> janvier 2006, l'ancienne société FortisOntario Generation Corporation a été fusionnée avec CNE Energy Inc. et, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007, CNE Energy Inc. a été fusionnée avec Fortis Properties.
- c) *Région centrale de Terre-Neuve* : Par l'intermédiaire de la société en nom collectif Exploits River Hydro (« société Exploits ») créée par la Société, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive Fortis Properties, et par la Compagnie Abitibi-Consolidated du Canada (« Abitibi-Consolidated »), deux centrales hydroélectriques d'Abitibi-Consolidated situées dans la région centrale de Terre-Neuve ont été équipées d'une puissance additionnelle de 36 MW. Par suite de la fusion de CNE Energy Inc. avec Fortis Properties le 1<sup>er</sup> janvier 2007, Fortis Properties détient maintenant une participation directe de 51 % dans la société Exploits et Abitibi-Consolidated détient la participation résiduelle de 49 %. Auparavant, la participation de 51 % était détenue par CNE Energy Inc. La société Exploits vend sa production à la Newfoundland and Labrador Hydro Corporation (« Newfoundland Hydro ») en vertu d'un contrat d'achat d'électricité de 30 ans venant à échéance en 2033.
- d) *Colombie-Britannique* : Les installations se composent de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau 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 échéant en 2013. Les activités de production hydroélectrique en Colombie-Britannique sont menées par la société en nom collectif Walden Power, filiale en propriété exclusive de FortisBC Inc.
- e) *Nord de l'État de New York* : Les installations se composent de quatre centrales hydroélectriques d'une puissance combinée d'environ 23 MW, situées dans le nord de l'État de New York, exploitées sous licences de la US Federal Energy Regulatory Commission. Les activités de production hydroélectrique sont menées par FortisUS Energy Corporation (« FortisUS Energy »), filiale indirecte en propriété exclusive de la Société.

**Activités non réglementées – Fortis Properties**

Fortis Properties possède et exploite 18 hôtels, comptant plus de 3 200 chambres, dans sept provinces canadiennes, et 2,7 millions de pieds carrés d'immeubles commerciaux dans le Canada atlantique. Ces hôtels comprennent les quatre hôtels en Alberta et en Colombie-Britannique acquis par Fortis Properties le 1<sup>er</sup> novembre 2006.

**Siège social**

Le secteur Siège social permet de constater certains éléments de produits et de charges qui ne sont pas directement liés à l'un ou l'autre des secteurs d'exploitation. Sont compris dans le secteur Siège social des frais financiers, notamment les intérêts sur la dette engagée directement par Fortis et les dividendes sur actions privilégiées classés comme passifs à long terme, les gains ou pertes de change, les dividendes sur actions privilégiées classés comme capitaux propres, d'autres dépenses du siège social, déduction faite des recouvrements de filiales, les intérêts créditeurs et produits divers, ainsi que les impôts sur les bénéfices des sociétés.

**Faits saillants financiers**

Pour les exercices terminés les 31 décembre

	2006	2005	Variation (%)
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires (en millions \$)	147,2	137,1	7,4
Résultat de base par action ordinaire (\$)	1,42	1,35	5,2
Résultat dilué par action ordinaire (\$)	1,37	1,24	10,5
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	103,6	101,8	1,8
Produits et quote-part du bénéfice d'un placement (en millions \$)	1 471,7	1 441,5	2,1
Dividende par action ordinaire (\$)	0,67	0,59	13,6
Rendement des capitaux propres moyens attribuables aux actions ordinaires (%)	11,87	12,40	(4,3)
Total de l'actif (en millions \$)	5 447,4	4 597,1	18,5
Flux de trésorerie d'exploitation (en millions \$)	263,1	303,6	(13,3)

**Acquisitions :** Le 28 août 2006, par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive, Fortis a acheté toutes les actions émises et en circulation de Fortis Turks and Caicos pour une contrepartie totale d'environ 97,7 millions \$ (87,8 millions \$ US). Fortis Turks and Caicos sert environ 7 700 clients ou 80 % des consommateurs d'électricité des îles Turks et Caicos en vertu de permis de 50 ans échéant en 2036 et 2037.

Le 1<sup>er</sup> novembre 2006, Fortis Properties a acheté quatre hôtels en Alberta et en Colombie-Britannique pour un prix d'achat totalisant environ 52 millions \$. Les quatre hôtels acquis sont le Holiday Inn Express and Suites et le Best Western à Medicine Hat, en Alberta, le Ramada Hotel and Suites à Lethbridge, en Alberta, et le Holiday Inn Express à Kelowna, en Colombie-Britannique. Ces acquisitions ont ajouté 454 chambres aux activités hôtelières de Fortis Properties.

Le 7 novembre 2006, Fortis a acquis une participation additionnelle de 16 % dans Caribbean Utilities pour 55,7 millions \$ (49,0 millions \$ US), y compris les coûts d'acquisition, et détient maintenant une participation d'environ 54 % dans la société.

Fortis Properties a fait le 1<sup>er</sup> février 2005 l'acquisition, au coût approximatif de 63 millions \$, de trois hôtels Greenwood Inn situés au Manitoba et en Alberta. 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 et en circulation de PLP pour la somme de 3,7 millions \$. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2007, PLP a été fusionnée à FortisBC Inc. dans le cadre d'une restructuration interne.

**Tendances et risques principaux :** La récente tendance à la baisse des taux d'intérêt à long terme au Canada a eu une incidence négative sur les taux de rendement des capitaux propres en actions ordinaires autorisés (« RCA ») utilisés pour établir les tarifs imposés à la clientèle par les trois principaux services publics de la Société. Au quatrième trimestre de 2006, les RCA de FortisAlberta, de FortisBC et de Newfoundland Power ont été réduits aux fins de l'établissement des tarifs imposés à la clientèle de 2007, conformément aux formules d'ajustement automatique approuvées par leurs organismes de réglementation respectifs. Le tableau qui suit présente les tendances qui caractérisent les RCA accordés par les organismes de réglementation aux fins de l'établissement des tarifs imposés à la clientèle des services publics susmentionnés depuis 2004 :

**RCA accordés par les organismes de réglementation**

(%)	2004	2005	2006	2007
FortisAlberta	9,50	9,50	8,93	8,51
FortisBC	9,76	9,43	9,20	8,77
Newfoundland Power	9,75	9,24	9,24	8,60

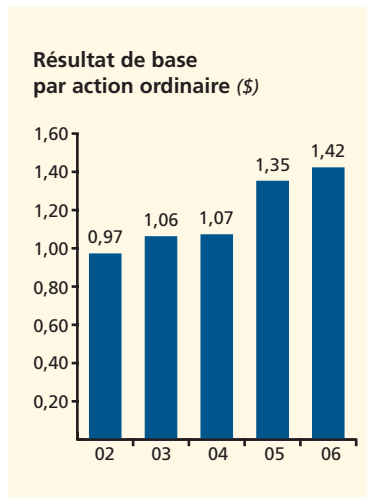


L'incidence de la baisse des RCA sur le bénéfice de la Société a été en grande partie contrebalancée par la hausse des bases tarifaires et des ventes d'énergie ainsi que par la réalisation d'efficacités au chapitre des charges d'exploitation.

La croissance économique de la province de l'Alberta a été robuste, se traduisant par une croissance solide de la clientèle et des ventes dans le territoire de service de FortisAlberta. Ce territoire couvre une grande étendue autour de Calgary et d'Edmonton et comprend le corridor entre ces villes. Une économie provinciale saine et la croissance de la population de la région de l'Okanagan en Colombie-Britannique ont eu une incidence favorable sur la croissance de la clientèle et des ventes de FortisBC au cours des derniers exercices. Par conséquent, la croissance interne du bénéfice tiré de l'investissement net dans l'infrastructure de services publics (aussi nommée « base tarifaire ») des services publics réglementés d'électricité au Canada de la Société devrait essentiellement émaner de FortisAlberta et de FortisBC. Les autres services publics réglementés d'électricité au Canada de la Société – Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisOntario – exercent leurs activités dans des environnements plus mûrs et plus stables, entraînant une croissance du bénéfice moins rapide.

L'acquisition de Fortis Turks and Caicos par la Société et la hausse de la participation dans Caribbean Utilities, dont la participation conférant le contrôle atteint maintenant quelque 54 %, au cours du deuxième semestre de 2006 (voir la rubrique « Acquisitions ») se sont traduites par une progression du pourcentage des actifs réglementaires de la Société dans les Caraïbes par rapport au total des actifs réglementés, qui est passé d'environ 10 % au 31 décembre 2005 à environ 18 % au 31 décembre 2006. Le taux de rendement réalisé sur la base tarifaire est plus élevé dans la région des Caraïbes qu'au Canada. Le rendement plus élevé est corrélé aux risques d'exploitation plus élevés liés à des facteurs comme les conditions économiques, politiques et climatiques locales. Les activités de la Société dans les Caraïbes sont exposées au risque d'ouragan. Fortis se protège par des assurances externes contre l'incidence de dommages possibles causés par les ouragans sur ses activités et d'interruptions des affaires connexes. Bien que Caribbean Utilities ait été très touchée par l'ouragan Ivan, une tempête de catégorie V qui a frappé en septembre 2004, le service a été rétabli, les actifs ont été rebâti et le produit des assurances a respecté les attentes de la direction compte tenu de l'ampleur des dommages.

Le principal risque d'affaires de Fortis est le risque lié à la réglementation. Les services publics de la Société sont réglementés par différents organismes de réglementation. Les relations avec les organismes de réglementation sont gérées à l'échelle locale et ces relations ont généralement été positives. En 2005 et en 2006, FortisAlberta a conclu des accords de règlement négocié, approuvés par les organismes de réglementation, avec des intervenants relativement aux demandes de tarifs d'accès de distribution respectivement pour 2005 et 2006-2007 de la société. De la même manière, à FortisBC, un accord de règlement négocié, approuvé par l'organisme de réglementation, a été conclu relativement à la demande de besoins de revenus pour 2006 de FortisBC. La réalisation d'accords de règlement négocié approuvés par les organismes de réglementation a éliminé le coût des processus d'audiences publiques à grande échelle. Bien qu'une décision réglementaire défavorable soit possible, ce qui aurait une incidence importante sur la capacité d'un service public de récupérer le coût de prestation de ses services et de toucher un taux de rendement raisonnable, l'incidence sur la Société dans son ensemble est atténuée en raison de la diversité géographique et réglementaire des activités de la Société. Pour une analyse complète des risques d'affaires de la Société, voir la rubrique « Gestion du risque d'affaires » du présent rapport de gestion.



**Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires et résultat par action ordinaire :**

Fortis a réalisé un bénéfice net attribuable aux actions ordinaires record de 147,2 millions \$ en 2006, une augmentation de 7,4 % par rapport au bénéfice net attribuable aux actions ordinaires de 137,1 millions \$ à l'exercice précédent. Le résultat de base par action ordinaire s'est établi à 1,42 \$, une augmentation de 5,2 % par rapport au résultat de base par action ordinaire de 1,35 \$ à l'exercice précédent.

Le bénéfice de 2005 comprenait un gain après impôts de 7,9 millions \$, ou 0,08 \$ par action ordinaire, découlant du règlement de questions contractuelles entre FortisOntario Inc. et Ontario Power Generation Inc. (le « règlement de l'Ontario »). La croissance du bénéfice a principalement découlé de la croissance solide des ventes d'électricité de FortisAlberta et de FortisBC, d'impôts sur les bénéfices des sociétés moins élevés à FortisAlberta, d'une production hydroélectrique non réglementée améliorée au Belize, de la croissance du bénéfice de Fortis Properties, de l'augmentation globale de 11 % des tarifs d'électricité à Belize Electricity, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2005, et de l'inclusion de quatre mois de produits de Fortis Turks and Caicos. L'augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse des prix moyens de l'énergie de gros en Ontario et la hausse des charges du siège social.

**Produits et quote-part du bénéfice d'un placement :** Les produits, y compris la quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities, ont augmenté de 2,1 % pour s'établir à environ 1,47 milliard \$ par rapport à environ 1,44 milliard \$ à l'exercice précédent. Toutefois, les produits de FortisAlberta à l'exercice précédent comprenaient environ 19,7 millions \$ liés en grande partie au règlement de questions fiscales ayant trait à des exercices antérieurs et à la finalisation des montants liés au règlement de la charge et des ajustements de facturation. L'augmentation des produits est essentiellement attribuable à la croissance des ventes d'électricité de FortisAlberta et de FortisBC, à la hausse des tarifs d'électricité de FortisBC et de Belize Electricity et à l'inclusion de quatre mois de produits de Fortis Turks and Caicos, en partie contrebalancée par la baisse des prix moyens de l'énergie de gros en Ontario. La quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities affiche un recul de 1,7 million \$ par rapport à un an plus tôt. Toutefois, la quote-part du bénéfice de l'exercice précédent comprenait un ajustement positif de 1,1 million \$ qui reflète une modification de la convention employée par Caribbean Utilities pour la constatation des produits non facturés. Compte non tenu de cet ajustement, la quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities a diminué de 0,6 million \$ sous l'incidence de la conversion des devises.

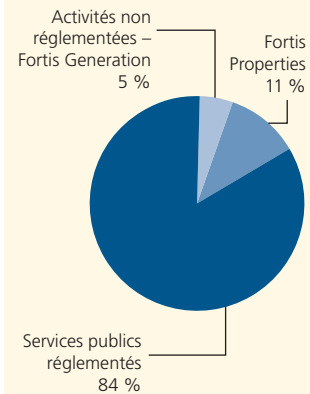
**Dividende :** Le dividende versé par action ordinaire a été augmenté, passant à 67 cents en 2006 par rapport à 59 cents à l'exercice précédent. À compter du dividende du quatrième trimestre versé le 1<sup>er</sup> décembre 2006, Fortis a haussé son dividende trimestriel sur actions ordinaires de 18,75 %, le portant de 16 cents à 19 cents. Le ratio dividendes/bénéfice de la Société a atteint 47,2 % en 2006, comparativement à 43,7 % l'exercice précédent. À compter du dividende du deuxième trimestre payable le 1<sup>er</sup> juin 2007, Fortis a haussé son dividende trimestriel sur actions ordinaires de 10,5 %, le portant de 19 cents à 21 cents.

**Rendement des capitaux propres moyens attribuables aux actions ordinaires :** Le rendement des capitaux propres moyens attribuables aux actions ordinaires a été de 11,87 % en 2006, comparativement à 12,40 % l'exercice précédent.

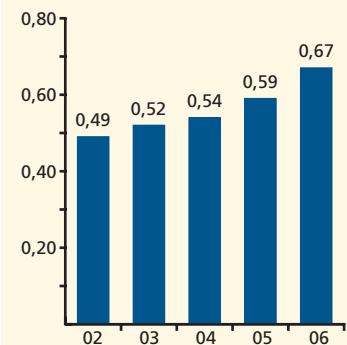
**Croissance de l'actif :** Le total de l'actif a augmenté de 18,5 % pour s'établir à environ 5,45 milliards \$ à la fin de l'exercice 2006, contre 4,60 milliards \$ à la fin de l'exercice 2005. L'augmentation reflète l'incidence de la consolidation du placement de la Société dans Caribbean Utilities par suite de l'acquisition d'une participation conférant le contrôle (ce placement était auparavant comptabilisé à la valeur de consolidation) et de l'acquisition de Fortis Turks and Caicos. La croissance des actifs liée à Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos, y compris l'écart d'acquisition, s'est chiffrée à environ 411 millions \$ pour l'exercice. Le reste de la croissance des actifs de 439 millions \$ est surtout attribuable aux investissements continus de la Société pour améliorer son infrastructure électrique, financés par les programmes de dépenses en immobilisations de FortisAlberta et FortisBC, ainsi qu'à l'acquisition de quatre hôtels dans l'Ouest canadien.

**Flux de trésorerie d'exploitation :** Les flux de trésorerie d'exploitation, après ajustements du fonds de roulement, se sont établis à 263,1 millions \$ en 2006, soit 13,3 % de moins que les 303,6 millions \$ de l'exercice précédent. Les flux de trésorerie d'exploitation de 2005, après ajustements du fonds de roulement, comprenaient le gain lié au Règlement de l'Ontario de 10 millions \$ (7,9 millions \$ après impôts) et le remboursement à Newfoundland Power d'environ 9 millions \$ d'impôts sur les bénéfices des sociétés et des intérêts connexes. La diminution des flux de trésorerie d'exploitation, après ajustements du fonds de roulement, est principalement imputable aux éléments suivants : i) les écarts temporaires entre le moment où les coûts de transport ont été payés et celui où les produits de transport ont été encaissés par FortisAlberta, ii) la hausse des impôts payés par FortisAlberta relativement à l'année d'imposition précédente, iii) le dépôt par Maritime Electric de 5,9 millions \$ au titre des impôts sur les bénéfices des sociétés, iv) l'incidence de la baisse des prix moyens de l'énergie de gros en Ontario et v) l'échéancier des montants dus par les clients, des impôts sur les bénéfices à payer et des créanciers de Maritime Electric et de FortisOntario. La diminution a été en partie contrebalancée par la récupération d'une dotation aux amortissements plus élevée à même les tarifs imposés à la clientèle de FortisBC, par l'incidence des tarifs d'électricité majorés de Belize Electricity, de la hausse du bénéfice de BECOL attribuable au fonctionnement des installations de stockage de Chalillo, ainsi que de l'amélioration des conditions hydrologiques et de l'apport au bénéfice de Fortis Turks and Caicos.

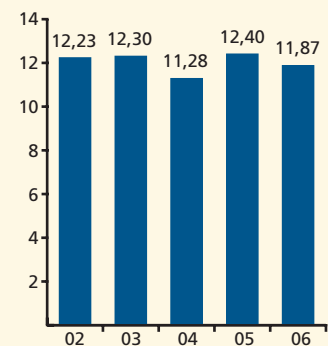
**Total des produits**  
(exercice terminé le 31 décembre 2006)



**Dividendes versés par action ordinaire (\$)**

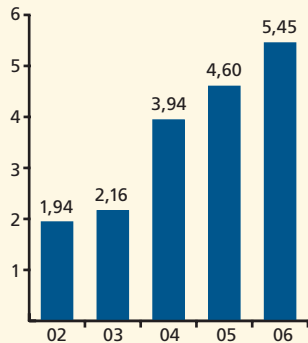


**Rendement des capitaux propres moyens attribuables aux actions ordinaires (%)**

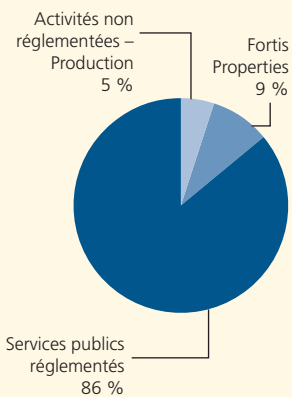




**Total de l'actif (en milliards \$)**  
(exercice terminé le 31 décembre 2006)



**Total de l'actif**  
(exercice terminé le 31 décembre 2006)



**Dépenses en immobilisations de 2006 :** En 2006, les dépenses en immobilisations consolidées de services publics d'électricité, avant les apports de la clientèle (« dépenses en immobilisations brutes de services publics d'électricité »), étaient de 483,1 millions \$. Compte tenu de dépenses en immobilisations de 16,9 millions \$ liées aux propriétés hôtelières et immobilières, le total des dépenses en immobilisations consolidées s'est établi à 500 millions \$. Les dépenses en immobilisations de FortisAlberta et de FortisBC ont totalisé environ 354 millions \$, représentant environ 73 % des dépenses en immobilisations brutes consolidées de services publics d'électricité. La majorité des dépenses en immobilisations était attribuable à la forte croissance de la clientèle et au besoin d'améliorer la fiabilité de l'infrastructure électrique. Les dépenses en immobilisations de Fortis Properties ont surtout servi à l'achèvement des agrandissements du Holiday Inn Sarnia, du Holiday Inn Kitchener-Waterloo et du Centre Croix Bleue à Moncton.

**Financement :** En 2006, Fortis et ses filiales ont réuni environ 605 millions \$ de capitaux au moyen d'émissions d'actions privilégiées, d'actions ordinaires et de titres de créance à long terme ainsi que de prélèvements sur des facilités de crédit à long terme. Une tranche des prélèvements sur les facilités de crédit à long terme a été remboursée à même le produit de 100 millions \$ d'une émission de débetures non garanties à 5,40 % d'une durée de 30 ans par FortisAlberta en avril 2006 et le produit partiel de 125 millions \$ de l'émission d'actions privilégiées de premier rang portant intérêt à 4,90 % par la Société en septembre 2006. Les prélèvements consolidés sur les facilités de crédit à long terme ont été faits principalement pour financer les programmes de dépenses en immobilisations des services publics réglementés, pour financer, en partie, les acquisitions de Fortis Turks and Caicos, des quatre hôtels dans l'Ouest canadien et de la participation additionnelle de 16 % dans Caribbean Utilities, pour financer une injection de capitaux dans un des services publics de l'Ouest canadien de la Société et à des fins générales du siège social. En novembre 2006, Fortis a aussi émis 40 millions \$ US de débetures convertibles subordonnées non garanties portant intérêt à 5,50 % d'une durée de dix ans afin de financer, en partie, l'acquisition d'une participation additionnelle de 16 % dans Caribbean Utilities. Ces mobilisations de capitaux ont été réalisées à des taux intéressants et illustrent la satisfaction des investisseurs face à la stratégie d'affaires de la Société.

## Résultats d'exploitation sectoriels

Les résultats sectoriels de la Société sont présentés dans le tableau qui suit.

### Bénéfice net sectoriel

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)	2006	2005	Variation
FortisAlberta	41,4	36,1	5,3
FortisBC <sup>1)</sup>	27,4	24,6	2,8
Newfoundland Power	30,1	30,7	(0,6)
Maritime Electric	9,8	9,1	0,7
FortisOntario	4,0	4,3	(0,3)
<b>Services publics réglementés au Canada</b>	<b>112,7</b>	<b>104,8</b>	<b>7,9</b>
Belize Electricity	10,4	8,0	2,4
Caribbean Utilities <sup>2)</sup>	9,7	11,4	(1,7)
Fortis Turks and Caicos <sup>3)</sup>	3,5	–	3,5
<b>Services publics réglementés dans les Caraïbes</b>	<b>23,6</b>	<b>19,4</b>	<b>4,2</b>
<b>Total des services publics réglementés</b>	<b>136,3</b>	<b>124,2</b>	<b>12,1</b>
<b>Activités non réglementées – Fortis Generation</b>	<b>26,7</b>	<b>29,6</b>	<b>(2,9)</b>
<b>Activités non réglementées – Fortis Properties</b>	<b>18,7</b>	<b>14,1</b>	<b>4,6</b>
<b>Siège social</b>	<b>(34,5)</b>	<b>(30,8)</b>	<b>(3,7)</b>
<b>Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires</b>	<b>147,2</b>	<b>137,1</b>	<b>10,1</b>

<sup>1)</sup> Comprend les résultats de PLP à compter du 31 mai 2005, date d'acquisition de PLP par Fortis par l'intermédiaire d'une filiale indirecte en propriété exclusive. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2007, PLP a été fusionnée à FortisBC Inc. dans le cadre d'une restructuration interne.

<sup>2)</sup> Le 7 novembre 2006, Fortis a acquis une participation additionnelle de 16 % dans Caribbean Utilities et détient maintenant environ 54 % de la société. Le bilan de Caribbean Utilities au 7 novembre 2006 a été consolidé avec celui de Fortis au 31 décembre 2006. Au cours des exercices 2006 et 2005, les états des résultats de Fortis ont reflété sa participation antérieure d'environ 37 % dans Caribbean Utilities, auparavant comptabilisée avec un décalage de deux mois.

<sup>3)</sup> Le 28 août 2006, par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive, Fortis a acheté toutes les actions émises et en circulation de Fortis Turks and Caicos. Les résultats financiers de Fortis Turks and Caicos sont pris en compte depuis le 28 août 2006.

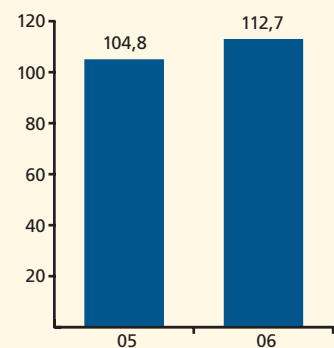
## Services publics réglementés

La Société œuvre principalement dans le domaine des services publics réglementés. Le bénéfice tiré des activités réglementées au Canada et dans les Caraïbes a représenté environ 75 % des bénéfices que la Société a tirés de ses secteurs d'exploitation en 2006 (74 % en 2005). L'ensemble des actifs réglementés représentait environ 86 % du total des actifs de la Société au 31 décembre 2006 (85 % au 31 décembre 2005). Du fait qu'aucune des sociétés de services publics ne devrait normalement représenter plus de 25 % du bénéfice d'exploitation et des flux de trésorerie de la Société, l'effet de toute modification défavorable d'une réglementation locale est atténué.

### Services publics réglementés au Canada

Le bénéfice des services publics réglementés au Canada en 2006 s'est fixé à 112,7 millions \$ (104,8 millions \$ en 2005), ce qui a représenté environ 83 % (84 % en 2005) du total du bénéfice réglementé de la Société. Les actifs des services publics réglementés au Canada représentaient environ 82 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2006 (90 % au 31 décembre 2005).

**Bénéfice des services publics réglementés au Canada**  
(en millions \$)





## FortisAlberta

### Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2006	2005	Variation
<b>Livraisons d'énergie</b> (GWh)	<b>14 851</b>	14 445	406
<i>(en millions \$)</i>			
Produits	<b>250,8</b>	259,8	(9,0)
Charges d'exploitation	<b>115,2</b>	113,0	2,2
Amortissement	<b>68,8</b>	61,4	7,4
Frais financiers	<b>30,1</b>	24,2	5,9
Impôts sur les bénéfices des sociétés	<b>(4,7)</b>	25,1	(29,8)
<b>Bénéfice</b>	<b>41,4</b>	36,1	5,3

**Réglementation** : FortisAlberta est régie par l'Alberta Energy Utilities Board (« AEUB »), en vertu de la *Electric Utilities Act* (Alberta), de la *Public Utilities Board Act* (Alberta) et de la *Hydro and Electric Energy Act* (Alberta). FortisAlberta exerce ses activités en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service comme le prescrit l'AEUB. Les ordonnances tarifaires rendues par l'AEUB établissent les besoins de revenus de la société, soit les revenus nécessaires à la récupération des coûts approuvés liés aux activités de distribution, et prévoient un taux de rendement d'une structure du capital réputée, appliqué à l'actif de la base tarifaire autorisée. La société présente une demande de revenus tarifaires dont la grille est fondée sur ses estimations du coût du service. Une fois que le tarif est approuvé, il n'est pas ajusté même si le coût réel du service diffère du coût estimatif, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au report. Le RCA de FortisAlberta est ajusté chaque année au moyen d'une formule d'ajustement automatique pour tenir compte des prévisions modifiées à l'égard du rendement des obligations à long terme du Canada et est fondé sur une structure du capital réputée composée à 63 % de dettes et à 37 % de capitaux propres. Le RCA de FortisAlberta a été de 8,93 % en 2006 (9,50 % en 2005).

Le 29 juin 2006, FortisAlberta a reçu de l'AEUB l'approbation de l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007, associé à la demande de tarif d'accès de distribution pour 2006–2007 présentée par la société. L'Accord de règlement négocié pour 2006–2007, entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2006 et fondé sur un RCA de 8,93 % pour 2006, prévoit des besoins de revenus de distribution, excluant les produits divers et les avenants tarifaires, de 217,1 millions \$ pour 2006 et de 228,2 millions \$ pour 2007. Ces éléments se sont traduits par une baisse des tarifs de distribution de 1,9 % en 2006 et une hausse des tarifs de distribution de 0,7 % en 2007. Les besoins de revenus reflètent une prévision de charges d'exploitation, approuvée par l'AEUB, de 100,8 millions \$ pour 2006 et de 100,1 millions \$ pour 2007. Des charges d'exploitation additionnelles de 13,0 millions \$ en 2006 et de 13,5 millions \$ en 2007 seront récupérées au moyen d'avenants tarifaires distincts au cours de ces exercices. Les besoins de revenus reflètent aussi la prévision des dépenses en immobilisations, approuvée par l'AEUB, d'environ 184,5 millions \$, avant les apports prévus de la clientèle de 23,3 millions \$ pour 2006, et d'environ 191,2 millions \$, avant les apports prévus de la clientèle de 24,0 millions \$ en 2007. En outre, l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007 approuvé par l'AEUB comprenait des apports prévus aux projets de l'Alberta Electric System Operator (« AESO ») de 10,7 millions \$ en 2006 et de 10,0 millions \$ en 2007. Les apports de l'AESO représentent des paiements faits à l'AESO pour des investissements dans des installations de transport nécessaires pour assurer la fiabilité ou pour la planification de mesures d'urgence conformément aux conditions générales et modalités de service de l'AESO (« AESO Terms and Conditions of Service »).

Au deuxième trimestre de 2006, FortisAlberta a comptabilisé l'effet de l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007 approuvé par l'AEUB. En 2006, l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007 approuvé par l'AEUB a entraîné une baisse de produits de 4,2 millions \$, résultant de la constatation de l'écart entre les tarifs provisoires et ceux précisés dans l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007 approuvé par l'AEUB, écart qui fera l'objet d'un remboursement aux clients en 2007 conformément à une ordonnance de l'AEUB.

L'Accord de règlement négocié pour 2006–2007 approuvé par l'AEUB a aussi entraîné des modifications des taux d'amortissement et des méthodes appliquées pour la comptabilisation des prestations de retraite et des impôts sur les bénéfices. L'adoption de la méthode des impôts exigibles à l'égard des impôts sur les bénéfices fédéraux a simplifié la comptabilisation des impôts sur les bénéfices de FortisAlberta et a réduit les besoins de revenus de la société pour 2006 et 2007 puisque les charges d'impôts futurs ne sont plus récupérées dans les tarifs de distribution courants facturés à la clientèle; ces charges sont récupérées dans les tarifs de distribution facturés à la clientèle lorsqu'elles deviennent exigibles.

**Bénéfice** : Le bénéfice de Fortis Alberta a dépassé de 5,3 millions \$ celui de l'exercice précédent, en raison d'impôts sur les bénéfices des sociétés moins élevés, de l'augmentation des livraisons d'énergie et de la baisse des produits constatés d'avance, en partie contrebalancés par une dotation aux amortissements, des frais financiers et des charges d'exploitation plus élevés, et par l'incidence de la diminution de 1,9 % des tarifs de distribution. De plus, les résultats de l'exercice précédent comprenaient le bénéfice lié au règlement de questions fiscales ayant trait à des exercices antérieurs et la finalisation des montants liés au règlement de la charge et des ajustements de facturation.

**Livraisons d'énergie :** Les livraisons d'énergie ont été plus élevées de 406 GWh, ou 2,8 %, qu'à l'exercice précédent. Cette augmentation est surtout attribuable à la croissance du nombre de clients dans les secteurs résidentiel, commercial, industriel et pétrolier en raison d'une économie provinciale florissante. La société a constaté une hausse d'environ 15 000 clients au cours des exercices, le nombre total de clients de FortisAlberta totalisant maintenant environ 430 000.

**Produits :** Les produits ont été en baisse de 9,0 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Toutefois, les produits de l'exercice précédent comprenaient un montant d'environ 19,7 millions \$ en grande partie lié au règlement de questions fiscales ayant trait à des exercices antérieurs et à la finalisation des montants liés au règlement de la charge et des ajustements de facturation. Les produits ont en outre diminué de 4,2 millions \$ en raison de la diminution de 1,9 % des tarifs de distribution avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2006. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par l'incidence de 7,8 millions \$ de la hausse des livraisons d'énergie, de la baisse des produits constatés d'avance de 4,6 millions \$, du revenu provenant des droits de franchise de 1,7 million \$ et de la constatation de produits de 1,0 million \$ au premier trimestre de 2006 par suite de l'approbation, par l'AEUB, de la demande de compte de report des charges de l'AESO pour 2004 par la société. Par suite de l'Accord de règlement négocié pour 2005 approuvé par l'AEUB, un montant d'environ 3,0 millions \$ de produits liés aux impôts futurs récupérés à même les tarifs imposés à la clientèle avait été reporté au cours de l'exercice précédent. Aucun produit reporté de cette nature n'a été comptabilisé en 2006.

**Charges :** Les charges d'exploitation ont marqué une hausse de 2,2 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, principalement en raison de l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre, des avantages sociaux et de la main-d'œuvre contractuelle, en partie contrebalancée par la hausse du niveau des coûts de main-d'œuvre et des coûts indirects qui ont été imputés aux projets d'immobilisations dans le cadre de l'important programme d'immobilisations de FortisAlberta. Les coûts de main-d'œuvre ont augmenté par suite d'une hausse des salaires et du nombre d'employés. Les coûts des avantages sociaux ont augmenté surtout étant donné la passation en charges des cotisations de l'employeur au régime de retraite à prestations déterminées, en partie contrebalancée par la comptabilisation selon la comptabilité de caisse en 2006 plutôt que selon la comptabilité d'exercice en 2005 du coût des avantages complémentaires de retraite et du régime supplémentaire de retraite. Cette modification de comptabilisation des charges de retraite provient de l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007 approuvé par l'AEUB. Les coûts de main-d'œuvre contractuelle liés aux activités de débroussaillage et de lecture des compteurs ont augmenté sous l'effet de la hausse des taux de salaire découlant de l'économie inflationniste de l'Alberta. Une hausse des activités de gouvernance en 2006, aux fins de conformité au Règlement 52-109, a aussi contribué à la croissance des coûts de main-d'œuvre contractuelle.

La dotation aux amortissements a monté de 7,4 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, reflétant principalement une augmentation des immobilisations qui est essentiellement attribuable à la croissance de la charge dans le territoire de service de FortisAlberta, de même qu'à l'incidence de la hausse générale des taux d'amortissement amenée par l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007 approuvé par l'AEUB.

Par rapport à l'exercice précédent, les frais financiers ont été plus élevés de 5,9 millions \$ à cause surtout de la hausse de la dette découlant des prélèvements plus importants faits sur la facilité de crédit non garantie consentie de la société et de l'émission de titres de créance à long terme pour financer les projets d'immobilisations nécessaires au respect des obligations de service à la clientèle de FortisAlberta. Le 21 avril 2006, FortisAlberta a émis des débentures non garanties de 100 millions \$ portant intérêt à 5,40 % par année, échéant le 21 avril 2036. Le produit net de ce placement a été principalement affecté au remboursement de la dette existante de FortisAlberta à l'égard de sa facilité de crédit non garantie consentie.

Les impôts sur les bénéfices des sociétés ont diminué de 29,8 millions \$ comparativement à l'exercice précédent. La diminution est surtout attribuable à l'augmentation des déductions utilisées aux fins fiscales en excédent des montants utilisés aux fins comptables en 2006 par rapport à 2005 et à l'incidence d'un bénéfice annuel avant impôts sur les bénéfices des sociétés moins élevé. L'écart entre les déductions utilisées aux fins fiscales et celles utilisées aux fins comptables en 2006 a été entièrement comptabilisé selon la méthode des impôts exigibles, alors qu'en 2005, les impôts fédéraux avaient été comptabilisés selon la méthode du report variable et les impôts provinciaux, selon la méthode des impôts exigibles. La modification de comptabilisation des impôts sur les bénéfices, découlant de l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007 approuvé par l'AEUB, a entraîné l'arrêt de la constatation d'une charge d'impôts futurs à l'égard des impôts fédéraux, ce qui aurait en partie contrebalancé l'incidence des écarts temporaires.

**Perspectives :** Les ventes d'énergie de FortisAlberta sont fortement influencées par les activités du secteur du pétrole et du gaz naturel et par la conjoncture économique du territoire de service de la société. Comme les prix des ressources dans le secteur du pétrole et du gaz naturel devraient demeurer élevés, le produit intérieur brut (« PIB ») de l'Alberta devrait progresser de 4,7 % en 2007. On prévoit pour 2007 une augmentation de 3,0 % des livraisons d'énergie de FortisAlberta.

Les besoins de revenus de distribution de la société pour 2007, tels qu'ils ont été approuvés dans l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007, étaient fondés sur le RCA de 8,93 % pour 2006. Le RCA de FortisAlberta a été ramené à 8,51 % avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2007 en raison de l'incidence de la baisse des rendements des obligations à long terme du Canada dans la formule d'ajustement automatique utilisée pour calculer le RCA. En raison de la baisse du RCA, FortisAlberta prévoit devoir rembourser aux clients dans les tarifs futurs environ 1,9 million \$ des produits reçus à même les tarifs de base en 2007, en incluant ce remboursement dans sa demande de tarifs d'accès de distribution pour 2008–2009.



FortisAlberta prévoit que les dépenses en immobilisations brutes de 2007 atteindront 255,6 millions \$, en hausse par rapport aux 191,2 millions \$ prévus antérieurement. Cette augmentation découle surtout de la croissance de la clientèle et sera incluse dans la demande tarifaire de FortisAlberta pour 2008 aux fins d'établissement des tarifs de la clientèle pour cet exercice.

FortisAlberta a l'intention de déposer sa demande de tarifs d'accès de distribution pour 2008-2009 au cours du deuxième trimestre de 2007 aux fins de l'approbation par l'AEUB des tarifs imposés à la clientèle et des dépenses en immobilisations pour 2008 et 2009.

## FortisBC

### Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2006	2005	Variation
<b>Ventes d'électricité</b> (GWh)	<b>3 038</b>	2 968	70
<i>(en millions \$)</i>			
Produits	<b>215,6</b>	194,7	20,9
Coûts d'approvisionnement énergétique	<b>67,6</b>	60,4	7,2
Charges d'exploitation	<b>63,1</b>	64,8	(1,7)
Amortissement	<b>27,3</b>	19,0	8,3
Frais financiers	<b>23,4</b>	18,5	4,9
Impôts sur les bénéfices des sociétés	<b>6,8</b>	7,4	(0,6)
<b>Bénéfice</b>	<b>27,4</b>	24,6	2,8

**Réglementation :** FortisBC est réglementée par la British Columbia Utilities Commission (« BCUC ») qui veille à l'application des lois et règlements en vertu de la *Utilities Commission Act* (Colombie-Britannique). FortisBC exerce ses activités selon la réglementation fondée sur le coût du service et selon des règles d'établissement des tarifs fondés sur le rendement (« ÉTR ») tel que le prescrit la BCUC. La société fonde ses demandes de besoins de revenus auprès de la BCUC sur le coût estimatif du service. Le mécanisme d'ÉTR permet un partage égal, entre les clients et la société, du surplus ou de l'insuffisance du RCA à l'extérieur d'une fourchette précisée. L'ÉTR est susceptible de changer à mesure qu'évolue le cadre réglementaire de la société. Le RCA de FortisBC est ajusté chaque année au moyen d'une formule d'ajustement automatique pour tenir compte des prévisions modifiées à l'égard du rendement des obligations à long terme du Canada et est fondé sur une structure du capital réputée composée à 60 % de dettes et à 40 % de capitaux propres.

En juin 2005, une entreprise de services publics de la Colombie-Britannique a déposé auprès de la BCUC une demande prévoyant, entre autres, la révision du mécanisme de RCA actuellement applicable aux services publics réglementés de la Colombie-Britannique. Le 2 mars 2006, la BCUC a émis une ordonnance approuvant des ajustements au mécanisme de RCA, ce qui s'est traduit par une augmentation du RCA de FortisBC pour 2006, qui est passé de 8,69 % à 9,20 %.

Le 23 mai 2006, FortisBC a reçu de la BCUC l'approbation visant l'Accord de règlement négocié pour 2006 relatif à la demande de besoins de revenus pour 2006 présentée par la société. L'Accord de règlement négocié pour 2006, prenant effet le 1<sup>er</sup> janvier 2006 et fondé sur un RCA de 9,20 %, a entraîné une hausse des tarifs d'électricité de 5,9 %, une augmentation du taux d'amortissement mixte de la société, passé de 2,6 % à 3,2 %, et un accroissement du montant des coûts indirects capitalisés, passé d'environ 9 % des charges d'exploitation et d'entretien brutes prévues comme approuvées par la BCUC pour 2005, à 20 % des charges d'exploitation et d'entretien brutes prévues comme approuvées par la BCUC pour 2006. En outre, un nouveau mécanisme d'ÉTR visant les exercices 2006 à 2008 et, facultativement, 2009, a été approuvé afin d'autoriser une plage de deux points de pourcentage autour du RCA, de telle sorte que toute variation (ajustée compte tenu de certaines variations de coûts qui sont transmises aux clients dans les tarifs d'électricité) résultant du rendement financier réel, positif ou négatif sera partagée à parts égales entre les clients et la société. Si la variation excède la plage de deux points de pourcentage, la partie excédentaire sera placée dans un compte de report pour examen et disposition dans le cadre du processus tarifaire suivant. La hausse des tarifs d'électricité de 5,9 % est attribuable pour une bonne part au programme continu de dépenses en immobilisations de la société et elle correspond à la hausse des tarifs d'électricité provisoire remboursable déjà autorisée par la BCUC.

Le 12 avril 2006, l'accord relatif à la centrale du canal modifié et mis à jour (« Canal Plant Agreement ») conclu par FortisBC et BC Hydro est entré en vigueur et le demeurera jusqu'à ce qu'il soit résilié par l'une ou l'autre partie, par suite d'un préavis d'au moins cinq ans, en tout temps à compter du 31 décembre 2030. L'accord régit les activités coordonnées de sept grandes centrales hydroélectriques détenues par FortisBC, BC Hydro, Teck Cominco Metals et CBC/CBT.

**Bénéfice :** Le bénéfice de FortisBC a progressé de 2,8 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent. Ce progrès est attribuable à l'augmentation de 5,9 % des tarifs d'électricité, avec entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2006, à la croissance des ventes d'électricité et à la baisse des charges d'exploitation et des impôts sur les bénéfices des sociétés, en partie contrebalancées par la hausse de la dotation aux amortissements et des frais financiers, ainsi que par la diminution des autres produits.

**Ventes d'électricité :** Les ventes d'électricité ont augmenté de 70 GWh, ou 2,4 %, par rapport à l'exercice précédent. L'augmentation des ventes est surtout attribuable à la croissance continue de la clientèle dans la région de l'Okanagan.

**Produits :** Les produits se sont accrus de 20,9 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, essentiellement du fait de l'augmentation de 5,9 % des tarifs d'électricité avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2006, de la croissance de la clientèle, des apports aux produits plus élevés de 3,1 millions \$ des services non réglementés d'exploitation, d'entretien et de gestion et de PLP, ainsi que de la hausse de 0,9 million \$ des frais de gestion liés à des contrats de tiers partis. Cette montée a été en partie contrebalancée par la baisse de 3,7 millions \$ des autres produits attribuable aux ajustements plus élevés liés aux incitatifs d'ÉTR dus aux clients, résultat du nouveau mécanisme d'ÉTR approuvé par la BCUC avec entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2006.

**Charges :** Les coûts d'approvisionnement énergétique ont été de 7,2 millions \$ plus élevés qu'à l'exercice précédent, surtout par suite de la hausse des ventes d'électricité, de l'augmentation des prix d'achat moyens de l'électricité et d'une proportion plus élevée de l'énergie achetée par rapport à l'électricité produite par les centrales détenues par la société. Les coûts d'approvisionnement énergétique de 2006 comprenaient un produit à recevoir de 1,2 million \$ lié à un produit d'assurance prévu, qui a directement contrebalancé le coût différentiel des achats d'électricité engagé en 2006 qui est attribuable à la panne d'une turbine à la centrale de production Lower Bonnington. Les installations hydroélectriques détenues par FortisBC génèrent environ 45 % de l'énergie et 30 % de la capacité nécessaires à la satisfaction de la demande actuelle de la clientèle. La plus grande partie de l'énergie et de la capacité additionnelles nécessaires à la satisfaction de la demande actuelle de la clientèle est achetée en vertu de contrats d'achat ferme d'électricité à long terme. Le reste de l'énergie et de la capacité nécessaires est acheté sur le marché libre et est exposé aux variations des prix du marché.

Les charges d'exploitation ont diminué de 1,7 million \$ par rapport à l'exercice précédent. La diminution découle surtout de la hausse des coûts indirects capitalisés de 5,0 millions \$, de l'Accord de règlement négocié de 2006 approuvé par la BCUC avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2006, et d'efficacités d'environ 0,3 million \$ réalisées au chapitre des charges d'exploitation, en partie contrebalancées par la hausse des droits sur l'eau et des impôts fonciers de 0,9 million \$, par une augmentation, totalisant environ 2,2 millions \$, des charges d'exploitation de PLP et des charges liées aux services non réglementés d'exploitation, d'entretien et de gestion, ainsi que par un remboursement de 0,5 million \$ résultant d'un appel relatif à l'impôt sur le capital provincial comptabilisé au deuxième trimestre de 2005.

La dotation aux amortissements a été plus élevée de 8,3 millions \$ qu'à l'exercice précédent, surtout du fait de la majoration du taux d'amortissement mixte de la société, qui est passé de 2,6 % à 3,2 %, par suite de l'Accord de règlement négocié de 2006 approuvé par la BCUC avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2006, ainsi que de l'augmentation des immobilisations de FortisBC dans le cadre de son programme de dépenses en immobilisations.

Les frais financiers se sont accrus de 4,9 millions \$ comparativement à l'exercice précédent, sous l'effet du coût des emprunts additionnels nécessaires au financement du programme de dépenses en immobilisations de la société et d'une diminution du montant des intérêts capitalisés découlant d'une baisse des actifs en construction en regard de l'exercice précédent.

Les impôts sur les bénéfices des sociétés ont diminué de 0,6 million \$ par rapport à l'exercice précédent, surtout en raison de l'élimination de l'impôt fédéral des grandes sociétés avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2006, en partie contrebalancée par l'incidence de l'augmentation du bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés.

**Perspectives :** La croissance de la clientèle et des ventes d'électricité de FortisBC est tributaire de la croissance économique générale. La croissance économique de la Colombie-Britannique a été solide en 2006 et devrait se poursuivre en 2007 avec une croissance du PIB prévue de plus de 3,2 %. La croissance des ventes d'électricité de FortisBC devrait s'établir à environ 1,6 % en 2007.

Le 29 septembre 2006, FortisBC a déposé sa demande préliminaire de besoins de revenus pour 2007, dans laquelle elle sollicitait une hausse de 2,9 % des tarifs d'électricité à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007. La hausse de tarifs proposée était rattachée en bonne partie au programme continu de dépenses en immobilisations de FortisBC. En outre, la hausse de tarifs était calculée en appliquant le nouveau mécanisme d'ÉTR décrit ci-dessus. Le 19 décembre 2006, une demande de besoins de revenus pour 2007 mise à jour a été déposée, sollicitant une hausse de 1,2 % des tarifs, et a été approuvée par la BCUC le 20 décembre 2006. L'écart entre les deux demandes quant aux besoins de revenus présentés découle en grande partie du redressement des incitatifs dus aux clients et de la réduction des coûts d'achat d'électricité. Le 9 mars 2007, la BCUC a émis une ordonnance exigeant que FortisBC hausse ses tarifs imposés à la clientèle de 2,1 %. La hausse découle d'une modification du traitement des frais financiers liés aux importants projets d'immobilisations pendant la construction et entrera en vigueur en avril 2007.

Le RCA de FortisBC pour 2007 a été réduit à 8,77 % par rapport à 9,20 % pour 2006, pour tenir compte du rendement moindre des obligations à long terme du Canada dans la formule d'ajustement automatique utilisée pour calculer le RCA.

Le 24 novembre 2006, la BCUC a approuvé le programme de dépenses en immobilisations de FortisBC pour 2007 et 2008 (le « programme de dépenses en immobilisations ») déposé le 26 juillet 2006, prévoyant des débours d'environ 135,8 millions \$ pour 2007, avant les apports prévus de la clientèle de 7,2 millions \$, et de 119,6 millions \$ pour 2008, avant les apports prévus de la clientèle de 8,0 millions \$. Le programme de dépenses en immobilisations a été approuvé, incluant six projets totalisant 61,2 millions \$, sous réserve de procédures d'approbation supplémentaires. Le programme de dépenses en immobilisations vise l'agrandissement et la mise à niveau des réseaux de transport et de distribution afin de suivre la cadence de l'accroissement de la charge tout en rehaussant le service à la clientèle, de même que la poursuite du programme de prolongation de la durée de vie des centrales hydroélectriques de la société.



## Newfoundland Power

### Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2006	2005	Variation
<b>Ventes d'électricité (GWh)</b>	<b>4 995</b>	5 004	(9)
<i>(en millions \$)</i>			
Produits	<b>421,3</b>	420,0	1,3
Coûts d'approvisionnement énergétique	<b>257,2</b>	256,0	1,2
Charges d'exploitation	<b>54,0</b>	53,8	0,2
Amortissement	<b>33,1</b>	32,1	1,0
Frais financiers	<b>32,7</b>	31,4	1,3
Impôts sur les bénéfices des sociétés	<b>13,6</b>	15,4	(1,8)
Part des actionnaires sans contrôle	<b>0,6</b>	0,6	–
<b>Bénéfice</b>	<b>30,1</b>	30,7	(0,6)

**Réglementation** : Newfoundland Power exerce ses activités selon un modèle réglementaire fondé sur le coût du service comme prescrit par le Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities (« PUB ») en vertu de la *Public Utilities Act* (Terre-Neuve-et-Labrador). Les bénéfices de la société sont soumis à un certain taux de rendement annuel de la base tarifaire. La prévision du rendement de la base tarifaire et des coûts raisonnables et prudents établit les besoins de revenus sur lesquels les tarifs imposés aux clients sont fondés. Pour les années entre les demandes tarifaires générales, le taux de rendement autorisé est calculé annuellement au moyen d'une formule d'ajustement automatique fondé sur les taux observés des obligations à long terme du Canada. La formule établit un RCA approprié servant à établir le taux de rendement de la base tarifaire.

En janvier 2006, Newfoundland Power a obtenu du PUB l'approbation de ses tarifs d'électricité définitifs de 2006. Les tarifs sont fondés sur un RCA de 9,24 %, qui est demeuré inchangé par rapport à 2005.

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006, la société a modifié sa convention de constatation des produits, passant d'une méthode fondée sur la facturation à la comptabilité d'exercice, comme approuvé par le PUB le 23 décembre 2005. L'application de la comptabilité d'exercice pour comptabiliser les produits permet de mieux rapprocher les produits et les charges et correspond à la pratique générale utilisée par les services publics canadiens. L'adoption de la comptabilité d'exercice pour la constatation des produits a entraîné une augmentation de 23,6 millions \$ des produits non facturés figurant au bilan au 31 décembre 2005 (les « produits non facturés de 2005 »). En vertu d'une ordonnance du PUB, Newfoundland Power a comptabilisé en 2006 une tranche de 3,1 millions \$ des produits non facturés de 2005 pour contrebalancer l'incidence fiscale de la nouvelle méthode de constatation des produits. Le PUB a également ordonné le report par la société de la récupération d'une hausse de 5,8 millions \$ de l'amortissement des immobilisations pour 2006. Le report établit un actif réglementaire à récupérer au cours d'une période future.

**Bénéfice** : Le bénéfice de Newfoundland Power a baissé de 0,6 million \$ par rapport à l'exercice précédent sous l'effet d'une diminution des ventes d'électricité et des intérêts créditeurs et d'une augmentation des coûts liés aux achats d'électricité, de l'amortissement et des frais financiers, en partie contrebalancées par l'incidence d'un taux d'imposition effectif moins élevé. L'adoption de la comptabilité d'exercice pour la constatation des produits n'a pas eu d'incidence importante sur le bénéfice annuel de 2006.

**Ventes d'électricité** : Les ventes d'électricité ont reculé de 9 GWh, ou 0,2 %, en regard de l'exercice précédent, principalement du fait d'une diminution de la consommation moyenne, atténuée par une progression du nombre de clients. L'adoption de la comptabilité d'exercice pour la constatation des produits n'a pas eu d'incidence importante sur les ventes d'électricité annuelles de 2006.

**Produits** : Les produits ont augmenté de 1,3 million \$ comparativement à ceux de l'exercice précédent, essentiellement en raison de la constatation d'une tranche de 3,1 millions \$ des produits non facturés de 2005, en partie neutralisée par une diminution des ventes d'électricité et des intérêts créditeurs. Les intérêts créditeurs du deuxième trimestre de 2005 comprenaient un montant de 2,1 millions \$ (1,4 million \$ après impôts) découlant d'un règlement fiscal intervenu avec l'Agence du revenu du Canada (« ARC »). L'adoption de la comptabilité d'exercice pour la constatation des produits n'a pas eu d'incidence importante sur les produits annuels tirés de l'électricité de 2006.

**Charges** : Newfoundland Power achète de Newfoundland Hydro environ 90 % de l'énergie qu'elle revend. Les coûts d'approvisionnement énergétique ont été de 1,2 million \$ plus élevés qu'à l'exercice précédent, surtout à cause d'une augmentation des charges de demande soumises à la structure de demande en gros et de tarifs de l'énergie. Par conséquent, le coût unitaire de l'électricité achetée a augmenté, passant à 5,289 cents le kilowattheure (« kWh ») comparativement à 5,261 cents le kWh pour l'exercice précédent.

Les charges d'exploitation ont augmenté de 0,2 million \$ par rapport à l'exercice précédent. La hausse d'environ 0,9 million \$ des coûts des régimes de retraite et des coûts du programme de retraite anticipée a été en partie compensée par la baisse des coûts de main-d'œuvre ayant découlé d'un programme de retraite anticipée de 2005, par une réduction des évaluations du PUB en 2006 et par la compression d'autres coûts non liés à la main-d'œuvre rendue possible par les efforts continus de la société pour alléger les charges d'exploitation. La hausse des coûts des régimes de retraite tient principalement à une diminution du taux d'actualisation utilisé en 2006 pour établir la charge de retraite annuelle.

La dotation aux amortissements a augmenté de 1,0 million \$ en regard de l'exercice précédent, surtout du fait de l'incidence des investissements continus dans les immobilisations.

Les frais financiers ont été de 1,3 million \$ plus élevés que pour l'exercice précédent. Cette hausse reflète le remplacement, en août 2005, d'emprunts à coût moins élevé sur des facilités de crédit renouvelables par des obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement, 30 ans, à 5,441 %, de 60 millions \$, et des prélèvements additionnels sur des facilités de crédit affectés au financement du programme de dépenses en immobilisations de la société.

Les impôts sur les bénéfices des sociétés ont été moins élevés de 1,8 million \$ qu'à l'exercice précédent, principalement en raison de l'élimination de l'impôt fédéral des grandes sociétés, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2006, de la hausse des taux d'amortissement fiscal et du traitement fiscal des amortissements et reports réglementaires.

**Perspectives :** La croissance des ventes d'électricité de Newfoundland Power en 2007 devrait s'établir à environ 1,0 %.

En septembre 2006, le PUB a approuvé le programme de dépenses en immobilisations de 2007 de Newfoundland Power, établi à 62,2 millions \$, qui sera axé sur le remplacement de l'équipement vieillissant afin de renforcer le réseau électrique et respecter les obligations de la société de satisfaire les demandes de la clientèle et répondre à la croissance des ventes d'électricité. Environ 18,8 millions \$ du programme de dépenses en immobilisations de 2007 seront affectés à la remise en état de la centrale hydroélectrique Rattling Brook de la société dans la région centrale de Terre-Neuve.

Le 5 décembre 2006, le PUB a approuvé, telle quelle, la demande d'amortissement et de report de coûts pour 2007 de Newfoundland Power déposée le 13 septembre 2006 (la « demande pour 2007 »). La demande pour 2007 approuvée prévoit l'amortissement de 2,7 millions \$ des produits non facturés de 2005, afin de contrebalancer l'incidence fiscale en 2007 de l'adoption de la comptabilité d'exercice pour la constatation des produits, et prévoit aussi la récupération reportée de 5,8 millions \$ d'amortissement d'immobilisations, tout comme en 2006. Cette demande autorisée vise aussi le report de la récupération de 1,1 million \$ relativement au coût de remplacement de l'énergie pendant la remise en état de la centrale hydroélectrique Rattling Brook. Le traitement du solde des produits non facturés de 2005 fera l'objet d'ordonnances futures du PUB.

Le RCA de Newfoundland Power a été ramené à 8,60 % avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2007, en raison de l'incidence de la baisse des taux des obligations à long terme du Canada sur la formule d'ajustement automatique utilisée pour calculer le RCA.

Le 14 décembre 2006, le PUB a approuvé, provisoirement, une augmentation moyenne de 0,07 % des tarifs d'électricité imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2007. L'augmentation découle du transfert à Newfoundland Power, sans que cela n'ait d'incidence sur son bénéfice, de la hausse des charges de Newfoundland Hydro, en partie contrebalancé par une diminution de 0,5 % attribuable à la réduction du RCA de Newfoundland Power qui a été ramené à 8,60 % en date du 1<sup>er</sup> janvier 2007. La réduction du RCA devrait faire baisser les produits de Newfoundland Power d'environ 2,5 millions \$ en 2007.

En 2007, Newfoundland Power prévoit déposer une demande de tarifs générale auprès du PUB aux fins de l'établissement des tarifs imposés à la clientèle en 2008.

**Maritime Electric**

**Faits saillants financiers**

Exercices terminés les 31 décembre	2006	2005	Variation
<b>Ventes d'électricité (GWh)</b>	<b>999</b>	989	10
<i>(en millions \$)</i>			
Produits	122,4	116,7	5,7
Coûts d'approvisionnement énergétique	73,0	71,6	1,4
Charges d'exploitation	12,8	12,5	0,3
Amortissement	10,1	9,7	0,4
Frais financiers	10,3	7,6	2,7
Impôts sur les bénéfices des sociétés	6,4	6,2	0,2
<b>Bénéfice</b>	<b>9,8</b>	9,1	0,7



**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 fondée sur le coût du service. Maritime Electric est réglementée depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2004 par la Island Regulatory and Appeals Commission (« IRAC ») en vertu des dispositions de la *Electric Power Act* (Île-du-Prince-Édouard). Les tarifs d'électricité de base de Maritime Electric sont fixés selon le coût du service estimé et ils comportent un rendement autorisé de l'actif de la base tarifaire autorisée. Afin de faciliter la transition entre le modèle réglementaire antérieur et le nouveau modèle, la nouvelle loi permet aussi à Maritime Electric de récupérer auprès de sa clientèle les 20,8 millions \$ de coûts d'énergie reportés au 31 décembre 2003 en vertu de modalités prescrites par l'IRAC. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2004, comme l'a ordonné l'IRAC, Maritime Electric a un mécanisme d'ajustement du coût de l'énergie (« MACÉ ») qui aide à atténuer l'incidence de la variation des coûts d'énergie sur les résultats financiers de la société en permettant à Maritime Electric de récupérer ou de rembourser les coûts d'énergie supérieurs ou inférieurs à une base tarifaire de 6,73 cents le kWh.

Le 27 juin 2006, l'IRAC a émis son ordonnance relativement à la demande de tarifs générale que Maritime Electric avait déposée le 31 janvier 2006. L'incidence de cette ordonnance s'est traduite par une baisse moyenne générale de 1,2 % des tarifs d'électricité imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2006. La baisse de 1,2 % reflète le remboursement aux clients de coûts d'énergie associés à l'application du MACÉ, en partie contrebalancé par un relèvement de 3,35 % des tarifs de base de l'électricité. L'IRAC a approuvé le RCA maximal de Maritime Electric, qui est de 10,25 % pour 2006 et 2007, et a approuvé le maintien de l'amortissement en 2006 de 1,5 million \$ des 20,8 millions \$ de coûts reportés récupérables auprès des clients, qui étaient cumulés au 31 décembre 2003. L'IRAC a aussi ordonné le maintien du MACÉ actuellement en vigueur, la période d'amortissement prévue au MACÉ devant être ramenée de 18 mois à 12 mois, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007.

En novembre 2006, l'IRAC a approuvé une nouvelle convention d'achat d'énergie avec Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») couvrant la période de novembre 2006 à mars 2008. Le coût de l'énergie visée par la nouvelle convention est assujéti à l'application du MACÉ.

**Bénéfice :** Le bénéfice de Maritime Electric a marqué une hausse de 0,7 million \$ par rapport à l'exercice précédent, suscitée surtout par la majoration de 3,35 % des tarifs de base de l'électricité, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2006, et par des ventes d'électricité plus élevées, en partie contrebalancées par la hausse des frais financiers.

**Ventes d'électricité :** Les ventes d'électricité ont augmenté de 10 GWh, ou 1,0 %, en regard de celles de l'exercice précédent. Cette augmentation provient de la croissance de la clientèle dans le secteur résidentiel. Les pratiques d'économie d'énergie de la clientèle ont ralenti la croissance des ventes au cours de 2006, la consommation moyenne demeurant stable d'un exercice à l'autre.

**Produits :** Les produits se sont accrus de 5,7 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, surtout sous l'effet de la hausse des ventes d'électricité, de la majoration de 3,35 % des tarifs de base de l'électricité, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2006, et d'une diminution de 1,0 million \$ de l'amortissement des coûts reportés récupérables auprès des clients antérieurs à 2004.

**Charges :** Les coûts d'approvisionnement énergétique, après les ajustements opérés par le MACÉ, ont été plus élevés de 1,4 million \$ qu'à l'exercice précédent, surtout en raison de la hausse des ventes d'électricité. Les coûts d'approvisionnement énergétique bruts, avant les ajustements opérés par le MACÉ, ont toutefois été plus élevés de 4,0 millions \$ par rapport à un an plus tôt, étant donné surtout la hausse des ventes d'électricité et les prix plus élevés payés pour l'électricité en vertu de la nouvelle convention avec Énergie NB qui est entrée en vigueur en novembre 2006. Maritime Electric a acheté, en 2006 et 2005, la majorité de son énergie auprès d'Énergie NB en vertu de plusieurs conventions d'achat d'énergie.

Les charges d'exploitation ont monté de 0,3 million \$ comparativement à l'exercice précédent, du fait des coûts d'un important programme de taille d'arbres au cours de 2006 et de la hausse des coûts d'assurance et réglementaires.

La dotation aux amortissements a augmenté de 0,4 million \$ par rapport à l'exercice précédent. Cette augmentation découle de l'ajout d'une centrale à turbine à combustion de 50 MW et des dépenses dans le cadre du programme continu de dépenses en immobilisations de la société, en partie contrebalancés par une réduction de 0,5 million \$ de l'amortissement de la charge reportée liée à la centrale nucléaire Pointe Lepreau puisque la durée de vie de la centrale sera prolongée jusqu'à 2035 par suite de sa remise en état par Énergie NB.

Les frais financiers ont été plus élevés de 2,7 millions \$ qu'à l'exercice précédent, surtout en raison du financement lié au programme de dépenses en immobilisations de la société.

**Perspectives :** La croissance du PIB de l'Île-du-Prince-Édouard en 2007 devrait s'établir à environ 2,2 %. La croissance des ventes d'électricité de Maritime Electric en 2007 devrait se chiffrer à 1,1 %, soit une croissance comparable à celle réalisée en 2006.

Le 22 août 2006, Maritime Electric a reçu de l'IRAC l'approbation d'un contrat d'achat d'énergie éolienne (le « contrat ») de 39 MW conclu avec PEI Energy Corporation visant la livraison d'énergie à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007. Une loi récente adoptée par le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard obligera Maritime Electric à tirer au moins 15 % de ses besoins annuels en énergie de sources renouvelables, notamment de l'éolien, d'ici 2010. Le contrat, ajouté aux conventions existantes d'achat d'énergie éolienne, aidera la société à atteindre cet objectif de 15 %. L'énergie obtenue dans le cadre du contrat est assujéti à l'application du MACÉ.

En novembre 2006, la société a déposé sa demande de budget d'immobilisations pour 2007 (le « budget d'immobilisations de 2007 ») qui se chiffre à environ 20,5 millions \$, avant les apports prévus de la clientèle de 2,7 millions \$. Le 1<sup>er</sup> mars 2007, l'IRAC a approuvé le budget d'immobilisations de 2007 pour 19,7 millions \$, avant les apports prévus de la clientèle de 2,7 millions \$.

En décembre 2006, l'IRAC a approuvé l'amortissement d'une tranche de 1,3 million \$ des coûts reportés récupérables auprès des clients qui étaient cumulés au 31 décembre 2003 et a haussé l'amortissement à 2,0 millions \$ pour 2008 et chaque exercice par la suite. Les coûts reportés récupérables auprès des clients totalisaient 15,3 millions \$ à la fin de 2006.

Maritime Electric prévoit déposer une demande tarifaire auprès de l'IRAC à l'automne 2007, aux fins d'établissement des tarifs imposés à la clientèle pour 2008.

**FortisOntario**

**Faits saillants financiers**

Exercices terminés les 31 décembre	2006	2005	Variation
<b>Ventes d'électricité (GWh)</b>	<b>1 163</b>	1 195	(32)
<i>(en millions \$)</i>			
Produits	<b>130,0</b>	139,7	(9,7)
Coûts d'approvisionnement énergétique	<b>97,7</b>	110,2	(12,5)
Charges d'exploitation	<b>14,7</b>	14,5	0,2
Amortissement	<b>5,4</b>	5,1	0,3
Frais financiers	<b>5,1</b>	5,1	–
Impôts sur les bénéfices des sociétés	<b>3,1</b>	0,5	2,6
<b>Bénéfice</b>	<b>4,0</b>	4,3	(0,3)

**Réglementation :** FortisOntario comprend les activités réglementées de Canadian Niagara Power et de Cornwall Electric, lesquelles exercent leurs activités en vertu de la *Loi sur l'électricité* (Ontario) et de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (Ontario), appliquées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »). Canadian Niagara Power est assujettie à une réglementation fondée sur le coût du service et son bénéfice est réglementé d'après le rendement de la base tarifaire, plus une récupération des coûts de distribution autorisés. Cornwall Electric, qui échappe à plusieurs exigences de ces lois, est aussi régie par un accord de concession de 35 ans, daté du 31 juillet 1998 avec la Ville de Cornwall. En vertu de cet accord de concession, les tarifs sont plafonnés et les variations du coût de l'approvisionnement sont transmises à la clientèle. Les besoins de revenus sont ajustés annuellement pour tenir compte de l'inflation ainsi que de la croissance de la charge et de la clientèle. En novembre 2004, la CEO 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.

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 propose une grille tarifaire réglementée, qui a ensuite été élaborée et dont la mise en œuvre a été annoncée le 11 mars 2005 par la CEO. Cette grille tarifaire réglementée vise à refléter le coût réel de l'électricité. Elle remplace la structure tarifaire provisoire à deux paliers qui était en place depuis avril 2004. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> novembre 2006, les clients résidentiels admissibles paient 5,5 cents le kWh pour une quantité d'électricité consommée jusqu'à un certain seuil chaque mois, et 6,4 cents le kWh pour l'électricité consommée dépassant ce seuil. Le seuil est de 1 000 kWh par mois de novembre à avril et de 600 kWh par mois de mai à octobre. Le seuil des clients non résidentiels est de 750 kWh tout au long de l'année.

Le 28 avril 2006, la CEO a rendu sa Décision et Ordonnance relativement à la demande de nouveaux tarifs d'électricité de Canadian Niagara Power, entrant en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 2006. La Décision et Ordonnance a également autorisé la récupération finale auprès des clients d'actifs réglementaires qui englobent notamment les frais de transition engagés pour préparer l'accès au marché libre en mai 2002. L'effet de la Décision et Ordonnance pour le client résidentiel type de Fort Erie, de Port Colborne et de Gananoque ayant une consommation mensuelle moyenne de 1 000 kWh a pris la forme de hausses de tarifs imposées aux clients, à compter du 1<sup>er</sup> mai 2006, respectivement de 17,5 %, 17,5 %, et 10,8 %. Les hausses tarifaires comprenaient l'effet lié à la transmission, à des clients spécifiques ayant une faible demande, de la hausse du prix de l'électricité payé à l'Independent Electricity System Operator, comme précisé en vertu de la grille tarifaire réglementée de la CEO. Les nouveaux tarifs de distribution d'électricité étaient fondés sur les coûts de 2004 en fonction d'une structure du capital réputée composée à 50 % de dette à long terme et à 50 % de capitaux propres, avec un RCA de 9,0 %. Les augmentations approuvées des tarifs sont les premières que la société a été autorisée à appliquer depuis 2001.

**Bénéfice :** Le bénéfice de FortisOntario a été de 0,3 million \$ moins élevé qu'à l'exercice précédent. Le bénéfice de l'exercice précédent comprenait 1,6 million \$ reflétant la constatation d'un actif d'impôts futurs lié à l'issue favorable d'une nouvelle cotation de l'ARC relative à Cornwall Electric. En excluant cet élément, le bénéfice a été de 1,3 million \$ plus élevé qu'à l'exercice précédent, principalement du fait de la majoration des tarifs de distribution d'électricité, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> mai 2006, en partie contrebalancée par des impôts sur les bénéfices des sociétés plus élevés et le recul des ventes d'électricité.



**Ventes d'électricité :** Les ventes d'électricité ont baissé de 32 GWh, ou 2,7 %, par rapport à l'exercice précédent, surtout à cause de l'incidence de conditions climatiques modérées et de la perte d'un client industriel en décembre 2005.

**Produits :** Les produits ont décliné de 9,7 millions \$ en regard de l'exercice précédent, essentiellement du fait d'une diminution des coûts de l'énergie sur le marché facturés aux clients et de la baisse des ventes d'électricité, en partie contrebalancées par la majoration des tarifs de distribution d'électricité, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> mai 2006, et la hausse des autres produits. Une augmentation des autres produits de 0,8 million \$ est liée à l'entretien de l'éclairage des voies publiques et d'autres facturations diverses et intérêts créditeurs.

**Charges :** Les coûts d'approvisionnement énergétique se sont résorbés de 12,5 millions \$ comparativement à l'exercice précédent, en raison surtout de la baisse des prix de l'énergie sur le marché et de la baisse des ventes d'électricité, en partie contrebalancées par l'incidence de la hausse des tarifs d'achat d'électricité en vertu de la grille tarifaire réglementée de la CEO.

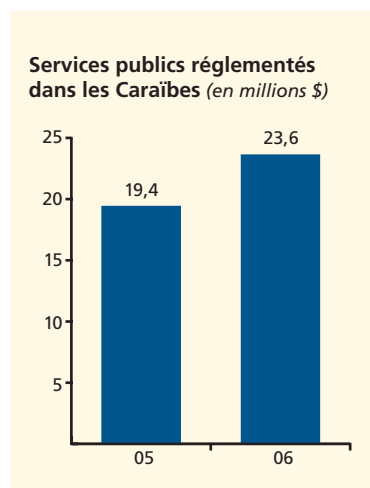
Les charges d'exploitation ont augmenté de 0,2 million \$ par rapport à l'exercice précédent. Les charges d'exploitation de l'exercice précédent comprenaient environ 0,8 million \$ de coûts liés à un programme de retraite anticipée. L'augmentation des charges d'exploitation résulte principalement de la hausse des salaires et des coûts des avantages sociaux attribuable à l'intégration de certains anciens employés de la centrale Rankine par Canadian Niagara Power, de la hausse des coûts de main-d'œuvre interne entraînée par les réparations des dommages causés à une partie du réseau de distribution par une tempête hivernale précoce survenue en octobre 2006 et à d'autres hausses de coûts divers.

Les impôts sur les bénéfices des sociétés ont monté de 2,6 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. À l'exercice précédent, un actif d'impôts futurs de 1,6 million \$ et une diminution correspondante des impôts sur les bénéfices des sociétés avaient été comptabilisés relativement à l'issue favorable d'une nouvelle cotisation de l'ARC sur un actif fiscal créé lorsque Cornwall Electric avait été acquise par un propriétaire antérieur. Si l'on exclut cet élément, les impôts sur les bénéfices des sociétés ont été plus élevés qu'à l'exercice précédent du fait d'une augmentation du bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés et de l'incidence de la réduction des soldes d'actifs d'impôts futurs au deuxième trimestre de 2006 attribuable aux baisses des taux d'imposition fédéraux futurs en vigueur.

**Perspectives :** Pour 2007, FortisOntario prévoit une croissance économique d'environ 1,0 % dans les régions qu'elle dessert. FortisOntario s'attend à dépenser en 2007 environ 10 millions \$ dans le cadre de son programme de dépenses en immobilisations. Le programme de 2007 visera essentiellement le maintien continu du réseau électrique de la société.

En décembre 2006, la CEO a publié son rapport final intitulé « Report of the Board on Cost of Capital and Second Generation Incentive Regulation for Ontario's Electricity Distributors ». Ce rapport énonce un plan de plafonnement des prix de trois ans qui maintient le coût actuel du capital et instaure une mesure fondée sur l'inflation jumelée à un facteur de productivité aux fins de l'établissement des tarifs. Pendant cette période de trois ans, les distributeurs seront tenus, en trois tranches, de soumettre une demande visant la totalité du coût du service aux fins de l'établissement des nouveaux tarifs de distribution. Ces mesures seront suivies par un mécanisme incitatif de troisième génération. Le 26 janvier 2007, Canadian Niagara Power a déposé des demandes auprès de la CEO visant une hausse moyenne de 0,2 % des tarifs de distribution d'électricité, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> mai 2007, pour ses activités de Fort Erie, Port Colborne et Gananoque. La hausse des tarifs reflète l'application de la réglementation incitative de deuxième génération. Canadian Niagara Power a aussi déposé une demande auprès de la CEO visant la récupération, à même les tarifs imposés à la clientèle, des coûts extraordinaires engagés par suite d'une tempête hivernale précoce survenue en octobre 2006.

Il existe présentement en Ontario quelque 90 entreprises de distribution locale d'électricité qui appartiennent à des municipalités. La direction estime qu'il se produira vraisemblablement une nouvelle vague de consolidations 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.



### Services publics réglementés dans les Caraïbes

Les apports au bénéfice provenant des services publics réglementés dans les Caraïbes se sont établis à 23,6 millions \$ en 2006 (19,4 millions \$ en 2005), ce qui a représenté environ 17 % (16 % en 2005) du total du bénéfice réglementé de la Société. Les actifs des services publics réglementés dans les Caraïbes représentaient environ 18 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2006 (10 % au 31 décembre 2005).

**Belize Electricity**<sup>1)</sup>

**Faits saillants financiers**

Exercices terminés les 31 décembre	2006	2005	Variation
<b>Cours du change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien</b> <sup>2)</sup>	<b>1,13</b>	1,21	(0,08)
<b>Ventes d'électricité (GWh)</b>	<b>360</b>	350	10
<i>(en millions \$)</i>			
Produits	<b>88,5</b>	75,8	12,7
Coûts d'approvisionnement énergétique	<b>51,7</b>	40,8	10,9
Charges d'exploitation	<b>10,8</b>	10,7	0,1
Amortissement	<b>5,4</b>	5,8	(0,4)
Frais financiers	<b>3,8</b>	6,0	(2,2)
Perte (gain) de change	<b>0,4</b>	(0,4)	0,8
Impôts sur les bénéfices des sociétés et part des actionnaires sans contrôle	<b>6,0</b>	4,9	1,1
<b>Bénéfice</b>	<b>10,4</b>	8,0	2,4

<sup>1)</sup> Fortis détient une participation conférant le contrôle de 70,1 % dans Belize Electricity.

<sup>2)</sup> Le dollar bélizien est indexé au dollar américain dans les proportions suivantes : 2,00 \$ BZ = 1,00 \$ US.

**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 de base comportent deux volets; le premier est la distribution à valeur ajoutée (« DVA ») et le second est le coût de l'approvisionnement en carburant et en électricité (« CACÉ »), y compris les coûts variables de production, qui sont transmis dans les tarifs imposés à la clientèle. Le volet DVA des tarifs autorise la société à récupérer à hauteur de 10 % à 15 % ses charges d'exploitation, de transport et de distribution, ses impôts, ses frais d'amortissement et son taux de rendement de la base d'actif réglementaire. La réglementation impose également à Belize Electricity de tenir 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 la récupération de ses coûts d'électricité. Depuis le 1<sup>er</sup> 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. Le volet DVA des tarifs est habituellement révisé à tous les quatre ans, alors que la récupération du volet CACÉ et du compte de stabilisation tarifaire (« CST ») est révisée à chaque processus annuel de révision des tarifs ainsi qu'à une révision d'événements seuils qui peut survenir en tout temps lorsque les reports du CACÉ dans le CST dépassent 1,7 million \$ (3,0 millions \$ BZ). 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 de récupération du CSTCÉ.

Belize Electricity a déposé le 2 mars 2005 sa première demande intégrale de tarifs, afin d'établir une nouvelle entente tarifaire du volet DVA de quatre ans. La PUC a publié le 14 juillet 2005 sa décision tarifaire finale autorisant une augmentation globale de 11 % des tarifs d'électricité, comprenant la récupération des soldes du CST, tarifs qui sont passés de 34,9 cents BZ le kWh à 39,0 cents BZ le kWh depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2005 et qui le demeureront jusqu'au 30 juin 2006.

Le 31 décembre 2005, la PUC a approuvé une hausse de 0,6 cent BZ le kWh, ou 1,5 %, des tarifs d'électricité associés à la récupération des reports excédentaires au CSTCÉ et un relèvement de 4,5 cents BZ le kWh, ou 11,5 %, des tarifs d'électricité liés au volet CACÉ. Il n'y a pas eu de hausse pour le volet VAD des tarifs. Le résultat a pris la forme d'un relèvement général des tarifs d'électricité de 13 %, qui sont passés de 39,0 cents BZ le kWh à 44,1 cents BZ le kWh, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006. Ce relèvement des tarifs d'électricité résulte de la décision finale de la PUC en rapport avec la Demande de révision liée à un événement seuil présentée par Belize Electricity le 20 décembre 2005, et elle n'a pas eu d'effet sur le bénéfice de la société en raison de sa transmission aux clients dans le coût de l'électricité.

Le 9 mai 2006, la PUC a émis sa décision finale, laquelle approuvait, telle quelle, la Demande de révision tarifaire annuelle présentée par Belize Electricity pour la période tarifaire annuelle du 1<sup>er</sup> juillet 2006 au 30 juin 2007. La décision finale a confirmé le maintien du tarif d'électricité médian moyen à 44,1 cents BZ le kWh, soit le niveau du tarif appliqué à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006. Toutefois, le volet tarifaire CACÉ a été légèrement baissé, passant de 25,5 cents BZ le kWh à 25,3 cents BZ le kWh, tandis qu'un taux de correction annuel de 0,2 cent BZ le kWh a été appliqué pour percevoir auprès de la clientèle les différences entre les charges réelles et les produits réels par rapport aux prévisions initiales pour la période tarifaire annuelle précédente.

Le permis de Belize Electricity pour produire, transporter et distribuer de l'électricité au Belize expire en 2015. Aux termes de ce permis, la société dispose d'un premier droit de refus à l'octroi de tout nouveau permis. Si, pour quelque motif que ce soit, le permis courant n'est pas renouvelé, Belize Electricity aura le droit, au moment de 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 % de la valeur comptable nette de ces actifs.

**Bénéfice :** Le bénéfice de Belize Electricity a été de 2,4 millions \$ (5,4 millions \$ BZ) plus élevé qu'à l'exercice précédent. En excluant l'incidence de l'écart de change à la conversion des résultats de Belize Electricity en dollars canadiens, l'augmentation du bénéfice de Belize Electricity est attribuable au relèvement général de 11 % des tarifs d'électricité, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2005, par suite de la nouvelle entente tarifaire de quatre ans, à la croissance des ventes d'électricité et à la baisse des frais financiers, en partie contrebalancés par l'écart de change découlant de la dette de la société libellée en euros et en dollars canadiens et par la hausse des charges d'exploitation. La conversion des résultats de Belize Electricity a subi l'incidence défavorable du fléchissement du dollar américain par rapport au dollar canadien comparativement à l'exercice précédent.

**Ventes d'électricité :** Les ventes d'électricité ont dépassé de 10 GWh, ou 2,9 %, les ventes de l'exercice précédent étant donné la croissance des ventes dans les secteurs commercial et industriel. Le taux de croissance des ventes en 2006 a été inférieur à celui de l'exercice précédent en raison d'un ralentissement de la croissance économique et des efforts d'économie d'énergie de la clientèle par suite des relèvements de tarifs de juillet 2005 et janvier 2006.

**Produits :** Les produits ont progressé de 12,7 millions \$ (30,7 millions \$ BZ) par rapport à l'exercice précédent. En excluant l'écart de change, les produits ont augmenté de 24,5 %, sous l'effet surtout de l'augmentation des volets VAD et CACÉ des tarifs d'électricité entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2005, de la majoration du volet CACÉ des tarifs d'électricité entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2006 et de la croissance des ventes d'électricité.

**Charges :** Les coûts d'approvisionnement énergétique ont monté de 10,9 millions \$ (23,7 millions \$ BZ) par rapport à l'exercice précédent. En excluant l'écart de change, les coûts d'approvisionnement énergétique ont augmenté de 35,1 %, surtout en raison des majorations du volet CACÉ des tarifs d'électricité qui ont pris effet le 1<sup>er</sup> juillet 2005 et le 1<sup>er</sup> janvier 2006, et de la croissance des ventes d'électricité. Le 1<sup>er</sup> juillet 2006, le volet CACÉ des tarifs d'électricité a été réduit de 0,2 cent BZ le kWh, cette réduction n'ayant pas eu d'incidence importante sur les coûts d'approvisionnement énergétique par rapport à l'exercice précédent. Belize Electricity achète en effet le gros de son approvisionnement énergétique de la Comisión Federal de Electricidad (« CFE »), société appartenant au gouvernement mexicain, et de BECOL.

Les charges d'exploitation ont été de 0,1 million \$ (1,2 million \$ BZ) plus élevées qu'à l'exercice précédent. En excluant l'écart de change, les charges d'exploitation ont augmenté surtout en raison de la hausse des frais de licences et de permis ainsi que des activités d'entretien des lignes, de nouvelles initiatives de service à la clientèle et mesures de réduction des pertes, de la hausse des coûts de main-d'œuvre et des augmentations générales du coût des produits et des services.

En excluant l'incidence de la conversion des devises, la dotation aux amortissements a été comparable à celle de l'exercice précédent. L'incidence de la croissance des immobilisations a été contrebalancée par la récupération de la totalité de l'amortissement de l'équipement de production à même le coût de l'électricité en raison de la décision tarifaire finale du 1<sup>er</sup> juillet 2005.

Les frais financiers ont diminué de 2,2 millions \$ (3,2 millions \$ BZ) par rapport à l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable au remboursement, à même le produit d'une récente émission d'actions, de certains comptes fournisseurs, prêts intersociétés et prêts externes ainsi que de facilités de découvert affectées surtout au financement du CSTCÉ pour le coût de l'électricité et du combustible. De plus, au cours du deuxième semestre de 2006, les fonds excédentaires provenant de l'émission d'actions étaient investis à court terme.

En juin 2006, Belize Electricity a reçu un produit brut d'environ 37,2 millions \$ (33,4 millions \$ US) à la clôture d'une émission d'actions, dans le cadre de laquelle environ 97 % des droits d'achat d'actions émis aux actionnaires ont été exercés. Selon les termes du placement, Belize Electricity a émis un droit d'acquisition d'une action ordinaire de la société à la valeur nominale de 2,00 \$ BZ pour chaque action ordinaire émise et en circulation. Le niveau de participation de Fortis dans Belize Electricity a augmenté, passant de 68,5 % à 70,1 %, par suite de l'achat par Fortis de toutes les actions ordinaires pour lesquelles la Société avait des droits, et de l'achat par Fortis d'actions en vertu de droits achetés d'autres actionnaires. Il en a découlé une augmentation de 26,8 millions \$ du placement de la Société dans les actions ordinaires de Belize Electricity. Le produit de l'émission d'actions permet à Belize Electricity de poursuivre ses projets d'immobilisations dans le but d'améliorer la fiabilité du service et de répondre à la demande croissante d'énergie.

Les pertes et gains de change sont le résultat principalement des fluctuations de taux de change qui se répercutent sur la dette de Belize Electricity libellée en euros et en dollars canadiens. En 2006, les pertes de change nettes se sont établies à 0,4 million \$ (0,6 million \$ BZ) comparativement à des gains de change nets de 0,4 million \$ (0,6 million \$ BZ) à l'exercice précédent. En 2006, le dollar américain s'est affaibli par rapport à l'euro et au dollar canadien.

**Perspectives :** La croissance du PIB du Belize devrait osciller entre 2,0 % et 3,0 % en 2007. Belize Electricity prévoit que la croissance des ventes d'électricité en 2007 sera d'environ 4,7 %, comparativement à 2,9 % en 2006.

Belize Electricity prévoit dépenser environ 28,0 millions \$ (48,0 millions \$ BZ) aux fins de son programme de dépenses en immobilisations de 2007. Le programme de dépenses en immobilisations de 2007 comprend environ 7,0 millions \$ (12,0 millions \$ BZ) liés à la mise à niveau d'une turbine alimentée au gaz pour en augmenter la capacité de 5,5 MW pour la porter à 27 MW.



Belize Electricity a signé un nouveau contrat d'achat d'électricité (« CAÉ ») avec la CFE par suite de l'échéance du contrat antérieur avec la CFE le 20 août 2006. Le CAÉ est en vigueur jusqu'au 20 août 2008 pour la livraison d'au plus 15 MW d'énergie garantie et d'au plus 40 MW sur une base économique si aucune énergie garantie n'est utilisée. En vertu du CAÉ, le coût de l'électricité pour Belize Electricity sera fondé sur les prix internationaux du combustible, ce qui augmentera le coût moyen de l'électricité provenant de la CFE d'environ 59 % en 2006. En conséquence, Belize Electricity a réduit son approvisionnement en électricité provenant de la CFE, le faisant passer de 25 MW à 15 MW d'énergie garantie. L'accroissement des achats d'électricité provenant de BECOL a compensé le coût accru de l'électricité provenant de la CFE et stabilisé les tarifs pendant le deuxième semestre de 2006. Toute variation du coût de l'électricité au-delà ou en deçà du coût de référence de l'électricité, actuellement établi à 25,3 cents BZ le kWh, est transmise aux clients par l'application du CSTCÉ. Le reste du CSTCÉ a diminué, passant de 28,2 millions \$ BZ au début de 2006 à 18,4 millions \$ BZ à la fin de 2006.

La stratégie à long terme de la société consiste à atténuer à long terme le risque, pour sa clientèle, de hausses de prix du carburant en diversifiant ses sources d'approvisionnement en énergie. En 2007, BECOL devrait entamer la construction d'une centrale hydroélectrique de 18 MW au coût de 61 millions \$ (52,5 millions \$ US) sur la rivière Macal au Belize à un endroit appelé Vaca, l'approbation réglementaire étant à venir. BECOL a signé un contrat de vente d'électricité de 50 ans avec Belize Electricity visant la vente de l'énergie produite par la centrale Vaca, à compter de la fin de 2009. La centrale au fil de l'eau Vaca devrait augmenter d'environ 90 GWh la production annuelle d'énergie de la rivière Macal, qui devrait atteindre 250 GWh. 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 3 MW située dans la région de Punta Gorda dans le sud du Belize. Cette centrale est entrée en exploitation en février 2007. En outre, Belize Electricity a également signé en décembre 2004 avec Belize Cogeneration Energy Limited (« Belcogen ») un contrat d'achat d'électricité visant l'approvisionnement d'environ 14 MW d'électricité. On prévoit que cette centrale devrait entrer en exploitation au milieu de 2009.

### Caribbean Utilities

#### Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2006	2005	Variation
<b>Cours du change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien <sup>1)</sup></b>	<b>1,14</b>	1,22	(0,08)
<b>Ventes d'électricité (GWh) <sup>2)</sup></b>	<b>485</b>	402	83
<i>(en millions \$)</i>			
<b>Quote-part du bénéfice d'un placement</b>	<b>9,7</b>	11,4	(1,7)

<sup>1)</sup> Le dollar des îles Caïmans est indexé au dollar américain dans les proportions suivantes : 0,84 \$ CI = 1,00 \$ US.

<sup>2)</sup> Selon Caribbean Utilities pour les périodes de douze mois terminées les 31 octobre 2006 et 2005.

En 2006 et 2005, Fortis a comptabilisé sa participation antérieure d'environ 37 % dans Caribbean Utilities à la valeur de consolidation. La quote-part du bénéfice d'un placement a été comptabilisée avec un décalage de deux mois et, par conséquent, les sommes présentées ci-dessus reflétaient la part de la Société des bénéfices de Caribbean Utilities pour les périodes de douze mois terminées les 31 octobre 2006 et 2005. Le 7 novembre 2006, Fortis a acquis une participation additionnelle de 16 % dans Caribbean Utilities pour 55,7 millions \$ (49,0 millions \$ US), y compris les coûts d'acquisition, et détient maintenant une participation d'environ 54 % dans la société. Le bilan de Caribbean Utilities au 7 novembre 2006 a été consolidé par Fortis au 31 décembre 2006. À compter du premier trimestre de 2007, Fortis consolidera les états financiers de Caribbean Utilities avec un décalage de deux mois.

**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 Grand Caïman, aux îles Caïmans. Le permis autorise l'ajustement annuel des tarifs afin de conférer à la société un taux de rendement de 15 % du capital investi, comme il est défini par le permis. Le taux de rendement de 15 % est en vigueur pour la durée fixe du permis et ne tient pas compte des intérêts débiteurs réels, à moins qu'ils n'excèdent 15 % par année, ni des coûts de capital engagés par Caribbean Utilities. Le permis prévoit des ajustements mensuels aux tarifs d'électricité pour refléter les variations du coût du carburant diesel utilisé pour la production d'électricité.

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 % du capital investi aux fins des ajustements tarifaires. L'engagement provisoire de gré à gré ayant résulté de cette demande, signé en juin 2004 par Caribbean Utilities et le gouvernement, a pris fin à la suite de l'ouragan Ivan en septembre 2004. Le permis actuel demeure en vigueur et il devrait venir à échéance en janvier 2011 ou jusqu'à ce qu'il soit remplacé d'un commun accord par un nouveau permis. La société a repris les pourparlers de renouvellement du permis avec le gouvernement en novembre 2005.

En 2005, Caribbean Utilities et le gouvernement ont convenu d'une surcharge de récupération des coûts (« SRC ») de 0,89 cents US le kWh pour chaque kWh d'électricité consommé par la clientèle de sorte à récupérer 13,4 millions \$ US de pertes directes non assurées causées par l'ouragan Ivan en 2004. L'ouragan Ivan était un ouragan de catégorie V qui a frappé les îles Caïmans en septembre 2004. La SRC est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2005 pour une période d'environ trois ans. Au 31 octobre 2006, environ 8,0 millions \$ US de

pertes directes non assurées découlant de l'ouragan Ivan demeuraient non encore perçues auprès des clients par l'intermédiaire de la SRC. 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 qu'aucune augmentation rétroactive du tarif de facturation ne sera autorisée une fois que la SRC aura été entièrement recouvrée. En vertu du permis actuel, Caribbean Utilities avait droit à une augmentation de 2,0 % du tarif de base de l'électricité avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> août 2006, surtout en raison de la hausse des charges d'exploitation et des investissements en immobilisations. Caribbean Utilities n'a pas procédé à la mise en place de cette augmentation du tarif de base de l'électricité en raison du gel des taux de base pendant la période d'application de la SRC.

**Quote-part du bénéfice d'un placement :** La quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities que Fortis a comptabilisée à la valeur de consolidation en 2006 a reculé de 1,7 million \$ par rapport à l'exercice précédent. En excluant l'ajustement positif de 1,1 million \$ de la quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities comptabilisée par Fortis à la valeur de consolidation à l'exercice précédent relativement à une modification de la convention utilisée par Caribbean Utilities pour la comptabilisation des produits non facturés, la quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities comptabilisée par Fortis à la valeur de consolidation a diminué de 0,6 million \$ en raison de l'effet de change entraîné par l'affaiblissement du dollar américain face au dollar canadien par rapport à l'exercice précédent. L'incidence d'une forte croissance des ventes d'électricité, des produits liés à la SRC et d'une baisse des coûts d'entretien a été en grande partie contrebalancée par l'augmentation des primes d'assurance, de la dotation aux amortissements et des frais financiers. Pour la période de douze mois terminée le 31 octobre 2006, les ventes d'électricité de Caribbean Utilities se sont établies à 485 GWh, soit environ 21 % de plus que les ventes d'électricité de 402 GWh enregistrées pour la période correspondante de l'exercice précédent, en raison d'une forte croissance des ventes dans les secteurs résidentiel et commercial après l'ouragan Ivan. Les produits d'assurance pour interruption des affaires pour la période de douze mois terminée le 31 octobre 2006 ont été de 10 millions \$ US moins élevés que pour la période correspondante de l'exercice précédent du fait de la comptabilisation au quatrième trimestre, terminé le 30 avril 2006, de l'incidence finale des réclamations d'assurance pour interruption des affaires. Les produits liés à la SRC ont été plus élevés de 3,3 millions \$ US pour la période par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent étant donné l'entrée en vigueur de la SRC le 1<sup>er</sup> août 2005.

En mai 2006, Caribbean Utilities a conclu avec son partenaire d'alliance stratégique, MAN B&W Diesel AG d'Allemagne, une convention de projet portant sur l'achat d'une unité de production au diesel de 16 MW et de matériel auxiliaire, dont l'installation est prévue pour répondre à la demande en énergie de l'été de 2007; le coût total du projet est d'environ 22,2 millions \$ US. Au 31 octobre 2006, environ 5,7 millions \$ US avaient été dépensés par Caribbean Utilities relativement à ce projet.

**Perspectives :** L'économie des îles Caïmans continue d'afficher une croissance solide dans les secteurs du tourisme et des services financiers, qui constituent avec l'industrie de la construction les piliers de l'économie des îles Caïmans et le moteur de la croissance des ventes d'électricité de Caribbean Utilities. Les arrivées touristiques ont augmenté de 11 % au cours des neuf mois terminés le 30 septembre 2006 comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent. Les îles Caïmans forment l'un des plus importants territoires de développement pour l'industrie des fonds de couverture, plus de 8 000 fonds de couverture y étant enregistrés en septembre 2006. En 2006, il y a eu une croissance de 20 % des nouvelles sociétés inscrites aux îles Caïmans. L'industrie de la construction est robuste, avec d'importants projets dans les secteurs du tourisme, du commerce général et résidentiel. Le gouvernement et le secteur privé procèdent à l'ajout d'infrastructures nécessaires, tout en soutenant une économie en croissance par la construction de routes, d'écoles, de centres commerciaux, de restaurants, d'immeubles commerciaux et d'entrepôts, d'hôtels et de condominiums.

Caribbean Utilities s'attend à une croissance des ventes d'électricité de 9 % à 10 % pour l'exercice 2006-2007 et prévoit investir environ 221,4 millions \$ (190,0 millions \$ US) dans son programme de dépenses en immobilisations au cours des cinq prochaines années, principalement pour soutenir la croissance des ventes.

## Fortis Turks and Caicos<sup>1)</sup>

### Faits saillants financiers

Exercice terminé le 31 décembre

	2006
<b>Cours du change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien</b>	<b>1,13</b>
<b>Ventes d'électricité (GWh)</b>	<b>44</b>
<i>(en millions \$)</i>	
Produits	12,6
Coûts d'approvisionnement énergétique	5,1
Charges d'exploitation	2,0
Amortissement	1,4
Frais financiers	0,6
<b>Bénéfice</b>	<b>3,5</b>

<sup>1)</sup> Les données financières sont en date du 28 août 2006, date d'acquisition.

Le 28 août 2006, par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive, Fortis a acheté toutes les actions émises et en circulation de Fortis Turks and Caicos pour une contrepartie totale d'environ 97,7 millions \$ (87,8 millions \$ US). Le prix d'achat, déduction faite de la dette prise en charge et des frais d'acquisition, a été de 75,6 millions \$ (68,0 millions \$ US). Au départ, l'acquisition a été

financée par des emprunts sur les facilités de crédit de la Société. Une partie de ces emprunts a été remboursée à même le produit partiel d'une émission d'actions privilégiées que la Société a menée à terme le 28 septembre 2006. L'acquisition a immédiatement contribué aux résultats.

**Réglementation :** Fortis Turks and Caicos sert environ 7 700 clients ou 80 % des consommateurs d'électricité des îles Turks et Caicos en vertu de permis de 50 ans échéant en 2036 et 2037. Fortis Turks and Caicos est réglementée selon une approche traditionnelle de taux de rendement fondé sur la base tarifaire, comportant un taux de rendement fixe de 17,5 % sur une base d'actifs déterminée.

**Bénéfice :** Le bénéfice de Fortis Turks and Caicos s'est établi à 3,5 millions \$ (3,0 millions \$ US) pour la période de quatre mois terminée le 31 décembre 2006. La croissance économique des territoires servis par le service public a eu une incidence positive sur le bénéfice de Fortis Turks and Caicos.

**Ventes d'électricité :** Les ventes d'électricité se sont établies à 44 GWh pour la période de quatre mois terminée le 31 décembre 2006, une hausse d'environ 26 %, ou 9 GWh, par rapport aux ventes d'électricité de 35 GWh enregistrées pour la période correspondante de l'exercice précédent. La majeure partie de la croissance des ventes d'électricité est attribuable aux nouvelles constructions, principalement sur l'île Providenciales.

**Perspectives :** La croissance des ventes d'électricité de Fortis Turks and Caicos devrait, en moyenne, dépasser les 15 % annuellement au cours des cinq prochains exercices grâce à des investissements en immobilisations qui devraient s'établir en moyenne à environ 15 millions \$ US annuellement pendant la même période.

## Activités non réglementées

### Activités 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	Capacité (MW)
Belize	2	32
Ontario	8	88
Région centrale de Terre-Neuve	2	36
Colombie-Britannique	1	16
Nord de l'État de New York	4	23
<b>Total</b>	<b>17</b>	<b>195</b>

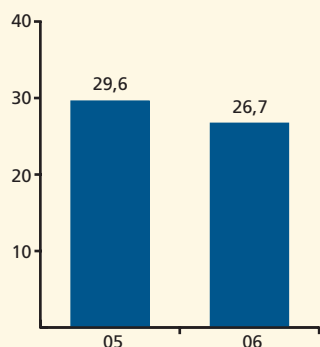
### Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2006	2005	Variation
<b>Ventes d'énergie (GWh)</b>			
Belize	178	68	110
Ontario	722	708	14
Région centrale de Terre-Neuve	168	159	9
Colombie-Britannique	30	39	(9)
Nord de l'État de New York	105	75	30
<b>Total</b>	<b>1 203</b>	<b>1 049</b>	<b>154</b>
<i>(en millions \$)</i>			
Produits	79,4	84,0	(4,6)
Coûts d'approvisionnement énergétique	6,2	6,2	–
Charges d'exploitation	15,2	17,8	(2,6)
Amortissement	10,5	10,4	0,1
Frais financiers	10,0	14,0	(4,0)
Gain tiré du règlement de différends contractuels	–	(10,0)	10,0
Impôts sur les bénéfices des sociétés	8,1	13,8	(5,7)
Part des actionnaires sans contrôle	2,7	2,2	0,5
<b>Bénéfice</b>	<b>26,7</b>	<b>29,6</b>	<b>(2,9)</b>

**Bénéfice :** Le bénéfice des activités non réglementées de Fortis Generation a diminué de 2,9 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Le bénéfice de l'exercice précédent comprenait le gain de 10,0 millions \$ (7,9 millions \$ après impôts) sur le Règlement de l'Ontario. En excluant l'incidence du gain sur le Règlement de l'Ontario, le bénéfice est plus élevé de 5,0 millions \$ que celui de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à une hausse de production et à la baisse des frais financiers, principalement au Belize, et à la diminution des charges d'exploitation et des impôts effectifs sur les bénéfices des sociétés, en partie contrebalancées par l'incidence de la réduction des prix moyens de l'énergie de gros en Ontario.



## Activités non réglementées – Produits de Fortis Generation (en millions \$)



**Ventes d'énergie :** Les ventes d'énergie ont progressé de 154 GWh, ou 14,7 %, par rapport à l'exercice précédent, surtout en raison de la production hydroélectrique accrue au Belize et dans le nord de l'État de New York. L'accroissement de la production au Belize découle du premier exercice complet d'exploitation de l'installation de stockage de Chalillo et des chutes de pluie plus abondantes, de sorte que la production de 2006 a représenté plus de deux fois et demie celle de 2005. La production dans le nord de l'État de New York a augmenté surtout parce que la centrale Dolgeville a fonctionné pendant près de neuf mois en 2006 comparativement à presque quatre mois à l'exercice précédent, et parce que la production a été accrue à la centrale Moose River. À la fin de janvier 2005, la centrale Dolgeville a été mise hors service à cause d'une inondation et n'a été remise en service qu'en octobre 2005. À la fin de juin 2006, une inondation a causé une interruption de l'approvisionnement en eau à la centrale Dolgeville qui n'a repris la production qu'à la fin du troisième trimestre de 2006.

**Produits :** Les produits ont reculé de 4,6 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, en raison d'une baisse des prix moyens de l'énergie de gros en Ontario, contrebalancée par une production accrue, principalement au Belize, et par la réception d'un produit d'assurance de 1,2 million \$. En 2006, le prix moyen annuel de l'énergie de gros par mégawattheure (« MWh ») en Ontario s'est établi à 46,38 \$ comparativement à 68,49 \$

l'exercice précédent, entraînant une baisse des produits d'environ 14,2 millions \$. Le produit d'assurance était lié à l'inondation de 2005 à la centrale Dolgeville dans le nord de l'État de New York et représentait les montants finaux reçus au titre des réclamations d'assurance pour les dommages matériels subis et pour l'interruption des affaires.

**Charges :** Les charges d'exploitation ont été moins élevées de 2,6 millions \$ qu'à l'exercice précédent. Toutefois, les charges d'exploitation de l'exercice précédent comprenaient une dépréciation d'actifs de 1,7 million \$ liée à la mise hors service temporaire de la centrale Rankine et des coûts de 0,5 million \$ et de 0,3 million \$ liés respectivement à un programme de retraite anticipée et à des activités de développement des affaires en Ontario, en partie contrebalancés par un gain d'assurance de 0,8 million \$ découlant de la cession involontaire d'actifs causée par l'inondation de 2005 à Dolgeville. En outre, en 2006, les charges d'exploitation ont profité d'économies de coûts d'environ 1,0 million \$ attribuables à l'arrêt des activités à la centrale Rankine, après la mise en œuvre du Niagara Exchange Agreement à la fin de 2005.

Les frais financiers ont reculé de 4,0 millions par rapport à ceux de l'exercice précédent, principalement en raison de la diminution des frais financiers intersociétés enregistrés pour les activités au Belize et du remboursement anticipé au deuxième trimestre de 2005 d'un prêt à terme de 22,5 millions \$ relatif aux activités en Ontario.

Les impôts sur les bénéfices des sociétés ont baissé de 5,7 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, surtout du fait d'un bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés moins élevé dans les territoires qui perçoivent des impôts et d'une augmentation de la proportion non imposable du bénéfice des activités au Belize.

**Perspectives :** En 2007, Fortis a l'intention de continuer à tirer parti des possibilités rattachées aux activités hydroélectriques non réglementées, notamment en démarrant la construction de la centrale hydroélectrique de 18 MW à Vaca, sur la rivière Macal, au Belize, en attente de l'approbation réglementaire, en plus de poursuivre le développement et la mise en valeur de ses centrales actuelles.

## Activités non réglementées – Fortis Properties

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

### Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2006	2005	Variation
Produits tirés de l'immobilier	54,8	52,9	1,9
Produits tirés de l'hôtellerie	108,1	101,5	6,6
<b>Total des produits</b>	<b>162,9</b>	154,4	8,5
Charges d'exploitation	105,3	100,0	5,3
Amortissement	12,4	11,2	1,2
Frais financiers	21,0	20,0	1,0
Gain à la vente de biens productifs	(2,1)	–	(2,1)
Impôts sur les bénéfices des sociétés	7,6	9,1	(1,5)
<b>Bénéfice</b>	<b>18,7</b>	14,1	4,6

**Bénéfice :** Le bénéfice de Fortis Properties a progressé de 4,6 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, surtout en raison d'un gain de 2,1 millions \$ (1,6 million \$ après impôts) à la vente du Days Inn Sydney au deuxième trimestre de 2006, d'impôts sur les bénéfices des sociétés moins élevés, de la croissance des activités hôtelières de la société dans l'Ouest canadien, stimulée par les hôtels Greenwood Inn, et des apports provenant de l'exploitation de plusieurs propriétés agrandies. Cette progression a été en partie contrebalancée par une dotation aux amortissements et des frais financiers accrus.

Le 1<sup>er</sup> novembre 2006, Fortis Properties a acquis quatre hôtels en Alberta et en Colombie-Britannique auprès de Lodge Motel (Kelowna) Ltd. pour un prix d'achat totalisant environ 52,0 millions \$, y compris la dette prise en charge. Les quatre hôtels acquis sont le Holiday Inn Express and Suites et le Best Western à Medicine Hat, en Alberta, le Ramada Hotel and Suites à Lethbridge, en Alberta, et le Holiday Inn Express à Kelowna, en Colombie-Britannique. Ces acquisitions ont ajouté 454 chambres aux activités hôtelières de Fortis Properties.

Au cours du deuxième trimestre de 2006, Fortis Properties a finalisé l'agrandissement de l'hôtel Holiday Inn Sarnia par l'ajout d'une tour de cinq étages comptant 70 chambres et 3 000 pieds carrés additionnels de salles de réception, ainsi que l'agrandissement de 11 000 pieds carrés des installations de conférence du Holiday Inn Kitchener-Waterloo. L'agrandissement de 57 000 pieds carrés du Centre Croix Bleue à Moncton a été achevé au cours du troisième trimestre de 2006. Le total des dépenses en immobilisations liées à ces projets s'est élevé à environ 16,3 millions \$, dont une tranche d'environ 9,3 millions \$ a été engagée en 2006.

**Produits :** Les produits de la division immobilière ont été plus élevés de 1,9 million \$ qu'à l'exercice précédent, étant donné que l'agrandissement du Centre Croix Bleue a été loué et du fait de la croissance enregistrée dans la plupart des régions d'exploitation de la société.

Le taux d'occupation pour la division immobilière était de 94,9 % au 31 décembre 2006, en baisse par rapport à 95,9 % au 31 décembre 2005. La baisse du taux d'occupation est principalement imputable aux locaux inoccupés dans des centres commerciaux de régions rurales de Terre-Neuve et à l'expiration récente de certains baux dans la propriété Brunswick Square au Nouveau-Brunswick.

Les produits tirés de l'hôtellerie ont augmenté de 6,6 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, en raison de la croissance des activités hôtelières de la société dans l'Ouest canadien, du premier exercice complet d'exploitation du Delta St. John's Hotel agrandi et de l'incidence de l'agrandissement des hôtels en Ontario, facteurs en partie contrebalancés par l'élimination de produits par suite de la vente du Days Inn Sydney. Les produits par chambre disponible (« PCD ») ont atteint 72,67 \$ en 2006, contre 70,95 \$ en 2005. L'augmentation de 2,4 % des PCD est attribuable à la hausse du taux moyen d'occupation et du prix moyen des chambres.

**Charges :** Les charges d'exploitation se sont accrues de 5,3 millions \$ en regard de l'exercice précédent, principalement du fait des activités hôtelières de la société dans l'Ouest canadien et de l'incidence de l'agrandissement des hôtels. L'accroissement a été en partie contrebalancé par l'élimination de charges d'exploitation par suite de la vente du Days Inn Sydney.

La dotation aux amortissements a été plus élevée de 1,2 million \$ qu'à l'exercice précédent, surtout en raison du programme de dépenses en immobilisations de la société, y compris les agrandissements de propriétés, et des acquisitions d'hôtels.

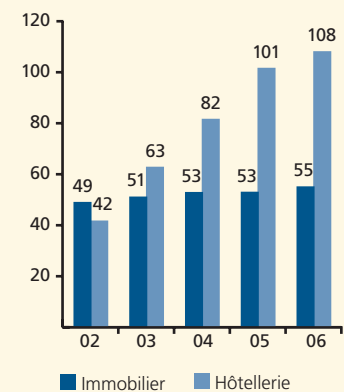
Les frais financiers ont dépassé de 1,0 million \$ les frais financiers de l'exercice précédent, étant donné essentiellement le financement engagé pour l'acquisition récente de quatre hôtels et les agrandissements de propriétés.

Les impôts sur les bénéfices des sociétés ont reculé de 1,5 million \$ par rapport à l'exercice précédent, par suite surtout de la diminution des passifs d'impôts futurs attribuable aux réductions des taux d'imposition fédéraux futurs et de l'élimination de l'impôt fédéral des grandes sociétés avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2006.

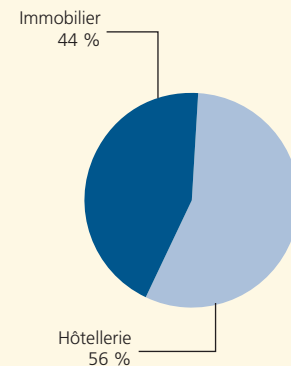
**Perspectives :** L'incidence des quatre hôtels récemment acquis dans l'Ouest canadien et de l'agrandissement du Centre Croix Bleue sur les produits et le bénéfice devrait constituer la principale source de croissance de Fortis Properties en 2007.

La division immobilière exploite des actifs dans trois provinces du Canada atlantique, la majorité de ses propriétés étant situées dans de vastes marchés régionaux qui présentent une forte diversité économique. Ces immeubles sont occupés par des locataires diversifiés 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 de renouvellement anticipé des baux.

**Produits de Fortis Properties**  
(en millions \$)



**Composition de l'actif de Fortis Properties en 2006**



La division hôtelière exerce actuellement ses activités dans sept provinces canadiennes. L'industrie hôtelière est exposée à des facteurs économiques comme les fluctuations de prix de l'énergie et la hausse des taxes municipales. L'offre accrue de chambres dans plusieurs de ses marchés a créé des défis concurrentiels pour la division ces dernières années, et cette tendance se poursuivra en 2007. La division hôtelière exerce ses activités dans la strate de classement moyen-supérieur du marché, qui intéresse une vaste clientèle, ce qui permet à la société de diminuer son exposition au risque de chaque secteur particulier du marché. Les acquisitions de propriétés dans l'Ouest canadien au cours des deux dernières années ont renforcé la diversification géographique de la société.

## Siège social

### Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2006	2005	Variation
<b>Total des produits</b>	<b>9,0</b>	10,0	(1,0)
Charges d'exploitation	<b>10,6</b>	9,5	1,1
Amortissement	<b>3,0</b>	2,9	0,1
Frais financiers <sup>1)</sup>	<b>40,5</b>	38,9	1,6
Gain de change	<b>(2,1)</b>	(2,0)	(0,1)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés	<b>(9,9)</b>	(8,3)	(1,6)
Part des actionnaires sans contrôle	<b>(0,2)</b>	(0,2)	–
Dividendes sur actions privilégiées	<b>1,6</b>	–	1,6
<b>Charges nettes du siège social</b>	<b>(34,5)</b>	(30,8)	(3,7)

<sup>1)</sup> Comprend les dividendes sur actions privilégiées classés comme passifs à long terme.

Le secteur Siège social permet de constater certains éléments de produits et de charges qui ne sont pas directement liés à l'un ou l'autre des secteurs d'exploitation. Le secteur Siège social comprend les frais financiers, y compris les intérêts sur la dette souscrite directement par Fortis, et les dividendes sur actions privilégiées classés comme passifs à long terme, les gains ou pertes de change, les dividendes sur actions privilégiées classés comme capitaux propres, les autres charges du siège social, déduction faite des recouvrements auprès des filiales, les intérêts et produits divers, et les impôts sur les bénéfices des sociétés.

Les charges nettes du siège social ont été plus élevées de 3,7 millions \$ qu'à l'exercice précédent, surtout en raison de la hausse des frais financier, de l'augmentation des dividendes sur actions privilégiées par suite de l'émission d'actions privilégiées de premier rang de série F, de l'accroissement des charges d'exploitation et de la baisse des intérêts créditeurs intersociétés. Les frais financiers ont été plus élevés qu'à l'exercice précédent du fait des prélèvements accrus sur les facilités de crédit de la Société et des intérêts sur les débentures convertibles subordonnées non garanties de 40 millions \$ US émises en novembre 2006, en partie contrebalancés par une baisse des intérêts débiteurs de 0,8 million \$ sur la dette libellée en dollars américains entraînée par le fléchissement du dollar américain par rapport au dollar canadien au cours de 2006. Les charges d'exploitation de l'exercice précédent comprenaient des charges de 1,8 million \$ découlant de coûts de restructuration et de coûts connexes relatifs aux services publics d'électricité de l'Ouest canadien qui n'avaient pas été prévus dans le prix d'acquisition. L'augmentation des charges d'exploitation est le résultat des coûts de développement des affaires de 1,7 million \$ engagés en 2006 et de la hausse des charges de retraite et de rémunération de 1,8 million \$, en partie contrebalancés par des crédits divers comptabilisés en 2006 qui ont réduit les charges d'exploitation d'environ 0,6 million \$. La hausse de la charge de retraite reflète surtout les modifications apportées aux régimes de retraite et la réduction du taux d'actualisation hypothétique utilisé pour calculer la charge de retraite. La charge de rémunération a augmenté par suite de l'appréciation des actions ordinaires de la Société au moment de l'évaluation et de la passation en charges des unités d'actions temporairement incessibles (« UAI ») et des unités d'actions à dividende différé des administrateurs (« UAD ») émises en vertu du régime d'UAI et du régime d'UAD à l'intention des administrateurs de la Société.

Le 28 septembre 2006, Fortis a émis 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série F à 4,90 %, pour un produit brut de 125 millions \$, ou d'environ 122,5 millions \$ déduction faite des frais après impôts. Le produit net a été en grande partie affecté au financement d'une tranche de l'acquisition récente de Fortis Turks and Caicos et au financement des injections de capitaux propres dans FortisAlberta et dans FortisBC afin de soutenir leurs importants programmes de dépenses en immobilisations. Les actions privilégiées de premier rang de série F sont classées comme capitaux propres au bilan puisqu'elles ne sont pas rachetables au gré du porteur. Les actions privilégiées de premier rang de série C et les actions privilégiées de premier rang de série E antérieurement émises par la Société sont rachetables au gré du porteur et, par conséquent, sont classées comme passifs à long terme au bilan.



## Situation financière consolidée

Le tableau suivant décrit les principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2006 et le 31 décembre 2005.

(en millions \$)	Augmentation (diminution)	Explication
Débiteurs	73,9	L'augmentation est principalement liée aux débiteurs de 21,3 millions \$ de Caribbean Utilities et de 10,3 millions \$ de Fortis Turks and Caicos, à la hausse des produits tirés du transport comptabilisés par FortisAlberta découlant de coûts antérieurement payés par les producteurs et maintenant payés par les clients de charge, et à la hausse des soldes de débiteurs de la plupart des services publics réglementés en raison de la progression des revenus.
Matières et fournitures	14,1	L'augmentation est principalement attribuable aux matières et fournitures de 6,1 millions \$ de Caribbean Utilities et de 5,0 millions \$ de Fortis Turks and Caicos.
Charges reportées et autres actifs	26,7	L'augmentation est principalement liée au solde non amorti des apports de FortisAlberta à l'AESO aux fins d'investissement dans les installations de transport, à la capitalisation des régimes de retraite de Newfoundland Power en excédent de la charge de retraite, au placement de Fortis Properties donné en garantie de la dette liée au Days Inn Sydney, et aux charges reportées et autres actifs de 1,9 million \$ de Caribbean Utilities. L'augmentation a été en partie contrebalancée par l'amortissement en 2006.
Actifs réglementaires à long terme	50,7	L'augmentation est principalement liée à la hausse des charges reportées de l'AESO pour FortisAlberta, à la récupération reportée de l'amortissement des immobilisations de services publics de Newfoundland Power et à l'augmentation des actifs réglementaires associés aux avantages complémentaires de retraite de Newfoundland Power, de FortisAlberta et de FortisBC, jumelées aux actifs réglementaires de 13,7 millions \$ de Caribbean Utilities. L'augmentation a été en partie contrebalancée par une réduction de 6,1 millions \$ du coût du compte de stabilisation tarifaire en fonction du coût de l'électricité de Belize Electricity.
Actif d'impôts futurs à long terme	(51,8)	La diminution est principalement liée au passage de la méthode du report variable à la méthode des impôts exigibles pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices fédéraux aux fins réglementaires de FortisAlberta. Par conséquent, l'actif d'impôts futurs et le passif réglementaire correspondant de FortisAlberta ont chacun été réduits d'environ 50,7 millions \$ au deuxième trimestre de 2006.
Immobilisations de services publics	674,5	L'augmentation est principalement liée à un investissement de 483,1 millions \$ dans les réseaux électriques, ainsi qu'à l'ajout de 45,8 millions \$ d'immobilisations de services publics par suite de l'acquisition de Fortis Turks and Caicos et de 318,6 millions \$ d'immobilisations de services publics par suite de l'acquisition d'une participation conférant le contrôle dans Caribbean Utilities. L'augmentation a été en partie contrebalancée par les apports de la clientèle et l'amortissement pour 2006.
Biens productifs	54,4	Le 1 <sup>er</sup> novembre 2006, Fortis Properties a acquis quatre hôtels en Alberta et en Colombie-Britannique pour un prix d'achat totalisant environ 52 millions \$. Le reste de l'augmentation est lié à l'agrandissement du Holiday Inn Sarnia, du Holiday Inn Kitchener-Waterloo et du Centre Croix Bleue, en partie contrebalancée par la vente du Days Inn Sydney et l'amortissement.
Placements	(164,9)	La diminution est liée au placement de la Société dans Caribbean Utilities qui, au moment de l'acquisition d'une participation conférant le contrôle en novembre 2006, a été consolidé dans les états financiers de la Société. Auparavant, le placement de la Société dans Caribbean Utilities était comptabilisé à la valeur de consolidation.
Écart d'acquisition	149,2	L'augmentation est liée à un écart d'acquisition de 34,8 millions \$ US comptabilisé au moment de l'acquisition de Fortis Turks and Caicos en août 2006, à un écart d'acquisition de 93,2 millions \$ US comptabilisé au moment de l'acquisition d'une participation conférant le contrôle dans Caribbean Utilities en novembre 2006 et à l'écart de change découlant de la conversion des écarts d'acquisition libellés en dollars américains.
Emprunts à court terme	48,8	L'augmentation est liée à des emprunts à court terme de Maritime Electric, de FortisBC et de FortisAlberta, destinés principalement à financer les dépenses en immobilisations et les activités d'exploitation des services publics, et à financer le dépôt de 5,9 millions \$ de Maritime Electric au titre des impôts sur les bénéfices des sociétés. L'augmentation est aussi liée à des emprunts à court terme de 9,3 millions \$ de Caribbean Utilities. L'augmentation a été en partie contrebalancée par le remboursement d'emprunts à court terme de Belize Electricity, de Fortis Generation et de la Société.
Créditeurs et charges à payer	68,5	L'augmentation est principalement liée aux créditeurs et charges à payer de 29,5 millions \$ de Caribbean Utilities et de 6,6 millions \$ de Fortis Turks and Caicos. L'augmentation est aussi liée à la hausse des créditeurs et charges à payer de FortisAlberta attribuable au programme de dépenses en immobilisations de la société et des coûts antérieurement payés par les producteurs et maintenant payés par les clients de charge, ainsi qu'à l'incidence des coûts accrus de l'électricité achetée par Newfoundland Power.
Impôts sur les bénéfices à payer	(22,8)	La diminution est principalement liée au paiement d'impôts sur les bénéfices par FortisAlberta, par Newfoundland Power, par FortisOntario et par Maritime Electric en 2006.
Crédits reportés	14,7	L'augmentation est principalement liée aux charges à payer constatées pour les avantages complémentaires de retraite de Newfoundland Power, de FortisBC et de la Société, jumelées aux dépôts de clients relatifs à Fortis Turks and Caicos.
Passifs réglementaires à long terme	(28,8)	La diminution est principalement liée au passage de la méthode du report variable à la méthode des impôts exigibles pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices fédéraux aux fins réglementaires de FortisAlberta. Par conséquent, l'actif d'impôts futurs et le passif réglementaire correspondant de FortisAlberta ont chacun été réduits d'environ 50,7 millions \$ au deuxième trimestre de 2006. La diminution a été en partie contrebalancée par une augmentation de la provision pour coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux de FortisAlberta, de FortisBC, de Newfoundland Power et de Maritime Electric.

(en millions \$)	Augmentation (diminution)	Explication
Passif d'impôts futurs à long terme	13,0	L'augmentation est principalement liée à un écart temporaire imposable relatif aux reports de charges de l'AESO de FortisAlberta.
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	476,2	L'augmentation est liée à la dette à long terme de 173,4 millions \$ de Caribbean Utilities et de 23,1 millions \$ de Fortis Turks and Caicos, jumelée à la hausse des prélèvements nets sur les facilités de crédit à long terme, de 66,1 millions \$ par la Société, de 39,2 millions \$ par FortisAlberta, de 23,4 millions \$ par Newfoundland Power et de 21,0 millions \$ par FortisBC.  L'augmentation est aussi liée aux débetures publiques non garanties de 100 millions \$ émises par FortisAlberta le 21 avril 2006, aux débetures convertibles subordonnées non garanties de 40 millions \$ US émises par la Société le 7 novembre 2006, à la dette à long terme de 11,6 millions \$ prise en charge par Fortis Properties à l'acquisition de quatre hôtels le 1 <sup>er</sup> novembre 2006 et à environ 8,5 millions \$ de nouvelles créances à long terme de Belize Electricity. L'augmentation a été en partie contrebalancée par les remboursements réguliers de la dette au cours de l'exercice.
Part des actionnaires sans contrôle	90,9	L'augmentation est principalement liée à la participation sans contrôle de 46 % dans Caribbean Utilities constatée à la consolidation des résultats financiers de Caribbean Utilities par suite de l'acquisition par Fortis d'une participation conférant le contrôle dans la société en novembre 2006, jumelée à la quote-part du produit de l'émission d'actions effectuée par Belize Electricity en juin 2006.
Capitaux propres	184,7	L'augmentation est principalement liée à l'émission d'actions privilégiées de 125 millions \$, ou de 122,5 millions \$ déduction faite des charges après impôts, jumelée au bénéfice net présenté pour 2006, moins les dividendes sur actions ordinaires. Le reste de l'augmentation se rapporte surtout à l'émission d'actions ordinaires en vertu des régimes d'achat d'actions, de réinvestissement des dividendes et d'options sur actions de la Société, jumelée à une augmentation de la composante capitaux propres des débetures convertibles liée aux débetures convertibles subordonnées non garanties de 40 millions \$ US émises par la Société le 7 novembre 2006.  L'augmentation a été en partie contrebalancée par un écart de conversion de 39,3 millions \$ à la suite de la consolidation de la participation dans Caribbean Utilities antérieurement présentée à la valeur de consolidation.

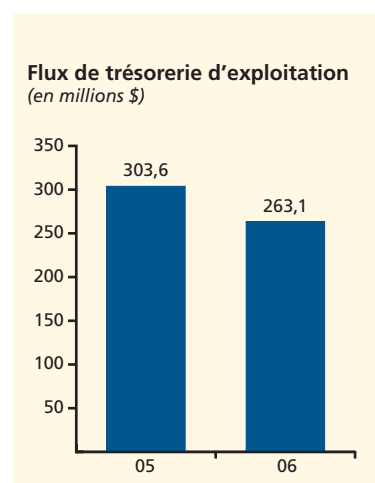
## Liquidités

Le tableau ci-dessous présente le sommaire des flux de trésorerie.

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2006	2005	Variation
<b>Trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>33,4</b>	37,2	(3,8)
<b>Flux de trésorerie liés à ce qui suit :</b>			
Activités d'exploitation	<b>263,1</b>	303,6	(40,5)
Activités d'investissement	<b>(634,1)</b>	(467,1)	(167,0)
Activités de financement	<b>378,4</b>	159,9	218,5
Incidence du change sur les soldes de trésorerie	<b>0,1</b>	(0,2)	0,3
<b>Trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>40,9</b>	33,4	7,5



**Activités d'exploitation :** Les flux de trésorerie d'exploitation, après ajustements liés au fonds de roulement, sont en baisse de 40,5 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Les flux de trésorerie d'exploitation de 2005, après ajustements liés au fonds de roulement, comprenaient le gain sur le Règlement de l'Ontario de 10,0 millions \$ et un remboursement d'impôts sur les bénéfices des sociétés et des intérêts connexes de Newfoundland Power d'environ 9,0 millions \$. La baisse des flux de trésorerie d'exploitation, après ajustements liés au fonds de roulement, est principalement imputable aux éléments suivants : i) les écarts temporaires entre le moment où les coûts de transport ont été payés et celui où les produits de transport ont été encaissés par FortisAlberta, ii) la hausse des impôts payés par FortisAlberta relativement à l'année d'imposition précédente, iii) le paiement par Maritime Electric d'un dépôt à l'égard des impôts sur les bénéfices des sociétés de 5,9 millions \$, iv) l'incidence de la baisse des prix de l'énergie de gros en Ontario et v) l'échéancier des montants dus par les clients, des impôts sur les bénéfices à payer et des créanciers de Maritime Electric et de FortisOntario. La baisse a été en partie contrebalancée par la récupération de la hausse de la dotation aux amortissements à même les tarifs d'électricité imposés à la clientèle de FortisBC, par l'incidence de la majoration des tarifs d'électricité de Belize Electricity, par la hausse du bénéfice de BECOL attribuable au fonctionnement des installations de stockage de Chalillo et à l'amélioration des conditions hydrologiques, et par l'apport de Fortis Turks and Caicos au bénéfice.

**Activités d'investissement :** Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont été plus élevés de 167,0 millions \$ qu'à l'exercice précédent. L'augmentation est principalement attribuable à l'acquisition de Fortis Turks and Caicos en août 2006 pour un prix d'achat net de 75,6 millions \$, à l'acquisition d'une participation additionnelle de 16 % dans Caribbean Utilities en novembre 2006 pour un prix d'achat net de 53,0 millions \$, à l'acquisition de quatre hôtels en Alberta et en Colombie-Britannique en novembre 2006 pour un prix d'achat net de 40,4 millions \$, à la hausse des dépenses en immobilisations de services publics d'électricité et à l'accroissement des charges reportées de FortisAlberta relativement aux paiements versés à l'AESO pour des projets d'immobilisations de transport. L'augmentation en été en partie contrebalancée par des dépenses en immobilisations moins élevées liées aux biens productifs, par la hausse des apports aux fins d'aide à la construction et par le produit de la vente du Days Inn Sydney en juin 2006.

Les dépenses brutes en immobilisations de services publics d'électricité se sont élevées à 483,1 millions \$, soit 58,3 millions \$ de plus qu'à l'exercice précédent. La montée des dépenses brutes en immobilisations de services publics d'électricité est surtout attribuable aux dépenses en immobilisations de FortisAlberta, en grande partie affectées à la croissance de la clientèle, à des coûts du matériel et de la main-d'œuvre en hausse, à l'augmentation de la capacité, aux améliorations apportées aux réseaux et à la mise à niveau de sous-stations. La montée a été en partie contrebalancée par la baisse des dépenses en immobilisations de services publics de Maritime Electric et de BECOL en raison du quasi-achèvement, en 2005, de la construction de la centrale à turbine à combustion de 50 MW à l'Île-du-Prince-Édouard et du projet Chalillo au Belize.

Les dépenses en immobilisations liées aux biens productifs ont été moins élevées de 4,4 millions \$ qu'à l'exercice précédent. En 2006 et 2005, les dépenses en immobilisations liées aux biens productifs ont inclus les dépenses engagées pour les agrandissements du Holiday Inn Sarnia, du Holiday Inn Kitchener-Waterloo et du Centre Croix Bleue à Moncton qui ont été achevés en 2006. Les dépenses en immobilisations liées aux biens productifs en 2005 comprenaient aussi des dépenses engagées pour l'achèvement de l'agrandissement du Delta St. John's Hotel.

Les apports reçus sous forme d'aide à la construction ont été de 8,4 millions \$ plus élevés qu'à l'exercice précédent, essentiellement en raison de la hausse des apports liés au programme de dépenses en immobilisations de FortisAlberta.

**Activités de financement :** Les fonds provenant des activités de financement ont atteint 378,4 millions \$, soit 218,5 millions \$ de plus qu'à l'exercice précédent.

En septembre 2006, la Société a émis des actions privilégiées pour un produit net d'environ 121,1 millions \$. Une tranche du produit a été affectée au remboursement de certains emprunts sur les facilités de crédit à long terme de la Société, comme il est mentionné ci-après. En mars 2005, la Société a émis 6,9 millions d'actions ordinaires pour un produit net d'environ 123,9 millions \$, dont une partie a été affectée au remboursement de la dette à court terme relative à l'acquisition de FortisAlberta et de FortisBC en 2004.

En 2006, la Société a émis, par voie de placement privé, des débetures convertibles subordonnées non garanties de 40 millions \$ US pour financer, en partie, l'acquisition, en novembre 2006, d'une participation additionnelle de 16 % dans Caribbean Utilities. De plus, la Société a effectué des prélèvements d'environ 135,3 millions \$ sur ses facilités de crédit à long terme pour provisoirement financer l'acquisition de Fortis Turks and Caicos, pour financer, en partie, l'acquisition par Fortis Properties de quatre hôtels en Alberta et en Colombie-Britannique en novembre 2006 et l'acquisition d'une participation additionnelle de 16 % dans Caribbean Utilities en novembre 2006, pour financer une injection de capitaux dans une des filiales de services publics de la Société dans l'Ouest canadien, et pour servir aux fins générales du siège social. De plus, FortisAlberta a émis des débetures non garanties de 100 millions \$ en avril 2006. Le produit net du placement de débetures a été principalement affecté au remboursement de la dette existante de FortisAlberta liée à sa facilité de crédit à long terme. Belize Electricity a aussi émis des débetures pour environ 8,5 millions \$ en 2006. En 2006, une somme totalisant 176,3 millions \$ a été prélevée sur les facilités de crédit à long terme de FortisAlberta, de FortisBC et de Newfoundland Power, surtout pour financer leurs programmes respectifs de dépenses en immobilisations. En 2005, le produit des emprunts à long terme était surtout lié à l'émission, par FortisBC, de débetures non garanties de premier rang, 30 ans, à 5,6 %, d'un capital de 100 millions \$, dont le produit a été surtout affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit à long terme de FortisBC, à l'émission d'obligations de 60 millions \$ par Newfoundland Power, à un financement de 41,9 millions \$ lié à l'acquisition des hôtels Greenwood Inn et à des prélèvements d'environ 126,8 millions \$ sur les facilités de crédit à long terme de FortisAlberta et de FortisBC, principalement pour financer leurs programmes respectifs de dépenses en immobilisations. La Société a aussi prélevé 18,0 millions \$ sur ses facilités de crédit à long terme en 2005, principalement pour financer des injections de capitaux dans les filiales.

En 2006, des remboursements importants sur la dette à long terme et sur les obligations liées aux contrats de location-acquisition se rapportaient principalement au remboursement, par la Société, au moyen d'une partie du produit de l'émission d'actions privilégiées, d'environ 71,5 millions \$ d'emprunts sur les facilités de crédit à long terme, et au remboursement par FortisAlberta d'environ 97,1 millions \$ d'emprunts sur sa facilité de crédit à long terme, principalement à l'aide du produit de l'émission de débetures non garanties de 100 millions \$. En 2005, les remboursements sur la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition comprenaient le remboursement anticipé, par FortisOntario, d'un prêt à terme de 22,5 millions \$ en mai 2005.

En 2006, la Société a aussi reçu un produit d'environ 10,6 millions \$ d'actionnaires sans contrôle lié à l'émission d'actions de Belize Electricity en juin 2006.



Le reste des activités de financement en 2006 et en 2005 se rattache surtout aux versements de dividendes, aux émissions d'actions ordinaires dans le cours normal des affaires dans le cadre des régimes d'achat d'actions et d'options sur actions de la Société, aux remboursements réguliers de la dette à long terme et à la variation des emprunts à court terme dans le cours normal des affaires.

**Obligations contractuelles :** Le tableau suivant présente, au 31 décembre 2006, les obligations contractuelles consolidées pour les cinq prochains exercices et par la suite.

(en millions \$)	Total	Moins de un an	De un an à trois ans	De quatre à cinq ans	Plus de cinq ans
Dette à long terme	<b>2 614,1</b>	83,6	205,6	392,8	1 932,1
Poste de transformation Brilliant (« PTB ») <sup>1)</sup>	<b>68,2</b>	2,6	5,1	5,1	55,4
Obligations d'achat d'électricité					
FortisBC <sup>2)</sup>	<b>2 884,6</b>	38,6	74,1	76,0	2 695,9
FortisOntario <sup>3)</sup>	<b>310,7</b>	21,9	42,7	44,5	201,6
Maritime Electric <sup>4)</sup>	<b>38,7</b>	30,1	8,6	–	–
Belize Electricity <sup>5)</sup>	<b>20,2</b>	2,7	3,4	2,3	11,8
Coût en capital <sup>6)</sup>	<b>426,5</b>	15,7	27,9	35,4	347,5
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés <sup>7)</sup>	<b>64,5</b>	3,8	7,7	6,7	46,3
Location de bureaux – FortisBC <sup>8)</sup>	<b>21,7</b>	1,1	2,6	2,4	15,6
Caribbean Utilities <sup>9)</sup>	<b>19,2</b>	7,7	11,5	–	–
Obligations liées aux contrats de location-exploitation <sup>10)</sup>	<b>18,0</b>	4,5	7,6	5,2	0,7
Autres	<b>4,2</b>	1,4	1,6	0,1	1,1
<b>Total</b>	<b>6 490,6</b>	213,7	398,4	570,5	5 308,0

<sup>1)</sup> Le 15 juillet 2003, FortisBC a entrepris l'exploitation du PTB en vertu d'une entente qui expire en 2056 (à moins que la société n'y mette fin plus tôt 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). PTB est détenu conjointement par CPC/CBT et elle est utilisée par la société pour son compte et pour le compte de CPC/CBT. L'entente prévoit que FortisBC paiera à CPC/CBT une charge liée à la récupération du coût en capital du PTB et des charges d'exploitation connexes.

<sup>2)</sup> Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC comprennent l'accord intitulé Brilliant Power Purchase Agreement (« l'Accord BPPA ») ainsi que l'accord d'achat d'électricité conclu avec BC Hydro. Le 3 mai 1996, la BCUC a autorisé un contrat de 60 ans visant la production de la centrale hydroélectrique Brilliant, située près de Castlegar, en Colombie-Britannique. L'Accord BPPA exige des versements mensuels fondés sur les frais d'exploitation et d'entretien et un rendement sur le capital pour la centrale, en contrepartie de quantités précises d'électricité liées au débit naturel, à prendre ou à payer. L'Accord BPPA prévoit également un ajustement au prix du marché après 30 des 60 années de la durée du contrat. L'accord d'achat d'électricité conclu avec BC Hydro, qui expire en 2013, prévoit un approvisionnement d'au plus 200 MW, mais comporte une disposition d'obligation de prendre ou de payer fondée sur une désignation ouverte d'exigences de capacité sur cinq ans.

<sup>3)</sup> 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. Ce contrat prévoit l'approvisionnement d'environ 237 GWh d'énergie par année et jusqu'à 45 MW de capacité, en tout temps. Le contrat, qui expire le 31 décembre 2019, prévoit l'approvisionnement d'environ un tiers de la charge de Cornwall Electric. Cornwall Electric a également un contrat de deux ans avec Marketing d'énergie Hydro-Québec Inc. qui expirera le 30 juin 2008. Ce contrat de prise ferme procure de l'énergie selon les besoins, mais entraîne une facturation de 0,14 million \$ par mois pour une puissance de 100 MW.

<sup>4)</sup> Maritime Electric détient un contrat de prise ferme pour l'achat d'énergie ou de capacité. Ce contrat s'élève à environ 38,7 millions \$ et expire le 31 mars 2008.

<sup>5)</sup> Les obligations d'achat d'électricité pour Belize Electricity comprennent un contrat d'achat d'électricité de 15 ans conclu par Belize Electricity et Hydro Maya Limited visant l'approvisionnement d'une capacité de 3 MW, qui devrait commencer en février 2007, et un contrat d'achat d'électricité de deux ans conclu par Belize Electricity et la CFE du Mexique, échéant en août 2008, visant l'approvisionnement de 15 MW de capacité ferme. Belize Electricity a aussi signé un contrat d'achat d'électricité de 15 ans avec Belcogen prévoyant l'approvisionnement d'environ 14 MW de capacité, devant commencer au milieu de 2009. Belcogen n'a pas encore commencé la construction de la centrale électrique alimentée à la bagasse; par conséquent, l'obligation liée au contrat d'achat d'électricité conclu avec Belcogen n'a pas été incluse dans les obligations contractuelles de la Société.

- 6) Maritime Electric a droit à environ 6,7 % de la production de la centrale électrique Dalhousie et à environ 4,7 % de celle de la centrale nucléaire 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.
- 7) FortisAlberta et une entreprise albertaine de services de transport d'électricité ont conclu une entente visant à 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 la société ne soit plus reliée à ce réseau de transport. En raison de la durée illimitée de l'entente, le calcul des paiements futurs après 2011 comprend des 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 services de transport d'électricité ont également conclu un certain nombre de contrats de service afin d'assurer des efficacités opérationnelles par une exploitation coordonnée. Les contrats ont des modalités d'expiration minimales de cinq ans à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2005 et sont sujets à reconduction de gré à gré.
- 8) Dans le cadre d'un contrat de cession-bail conclu le 29 septembre 1993, FortisBC a commencé à louer son immeuble de bureaux qu'elle occupe à Trail, en Colombie-Britannique, pour une durée de 30 ans. En vertu du contrat, FortisBC a des options de rachat à la 20<sup>e</sup> année et vers la 28<sup>e</sup> année du bail. Le 1<sup>er</sup> décembre 2004, FortisBC a également signé un bail de cinq ans pour son siège social de Kelowna, en Colombie-Britannique. Les termes de ce bail permettent sa résiliation sans indemnité après trois ans.
- 9) En 2006, Caribbean Utilities a conclu une convention de projet visant l'acquisition et l'installation clé en main d'une unité de production d'électricité alimentée au diesel à vitesse moyenne de 16 MW et de l'équipement auxiliaire. L'installation de cette unité est prévue à temps pour répondre à la demande en énergie de l'été 2007. Le coût du contrat est de 18,4 millions \$ US et le coût total estimatif d'achèvement du projet est de 22,2 millions \$ US. Au 31 octobre 2006, une tranche d'environ 5,7 millions \$ US avait été engagée à l'égard de ce projet.
- 10) Les obligations liées aux contrats de location-exploitation portent sur la location de bureaux, de véhicules et de matériel ainsi que sur la location d'actifs de distribution d'électricité de Port Colborne Hydro Inc.

## Sources de financement

L'activité principale de la Société, les services publics réglementés d'électricité, requiert que Fortis ait constamment accès à des capitaux afin de pouvoir construire et entretenir ses réseaux électriques. Afin de conserver cet accès aux capitaux, la Société vise à maintenir une structure du capital à long terme comportant au moins 40 % de capitaux propres et 60 % de dettes, ainsi qu'une note de solvabilité propre à attirer les investisseurs. Fortis cible pour sa structure du capital une composante capitaux propres composée d'au moins 75 % d'actions ordinaires. La structure du capital de la Société est la suivante :

	31 décembre 2006		31 décembre 2005	
	(en millions \$)	(%)	(en millions \$)	(%)
Total de la dette et obligations liées aux contrats de location-acquisition (déduction faite de la trésorerie)	2 700,0	61,1	2 182,5	58,7
Actions privilégiées <sup>1)</sup>	442,0	10,0	319,5	8,6
Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires <sup>2)</sup>	1 275,6	28,9	1 213,4	32,7
<b>Total</b>	<b>4 417,6</b>	<b>100,0</b>	<b>3 715,4</b>	<b>100,0</b>

<sup>1)</sup> Comprend les actions privilégiées classées tant comme passifs à long terme que comme capitaux propres.

<sup>2)</sup> Le 18 janvier 2007, Fortis a émis 5 170 000 actions ordinaires pour un produit brut de 149,9 millions \$, ou un produit net de 145,6 millions \$, déduction faite des frais après impôts, ce qui rehausse la composante capitaux propres attribuable aux actions ordinaires de la structure du capital à environ 32 % et le total des capitaux propres (actions privilégiées et actions ordinaires) à environ 42 %.

La variation de la structure du capital de la Société découle principalement de l'émission, en septembre 2006, de 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série F à 4,90 % pour un produit de 122,5 millions \$, déduction faite des frais après impôts, de l'accroissement de la dette, surtout pour financer le programme consolidé de dépenses en immobilisations de Fortis, et de la dette liée à Fortis Turks and Caicos et Caribbean Utilities, combiné au bénéfice net, moins les dividendes sur actions ordinaires, de 74,6 millions \$ en 2006.

Au 31 décembre 2006, les notes des titres d'emprunt non garantis de la Société s'établissaient comme suit :

Standard & Poor's	BBB
DBRS	BBB (élevée)

**Programme de dépenses en immobilisations :** Les services publics réglementés, qui constituent la principale activité de la Société, se caractérisent par de grands besoins de capitaux. Les dépenses en immobilisations affectées à l'infrastructure électrique sont nécessaires pour assurer le rendement continu et amélioré et la fiabilité et la sécurité des réseaux électriques, et pour répondre à la croissance de la clientèle. Tous les coûts jugés d'entretien et de réparation sont passés en charges dès qu'ils sont engagés. Les coûts de remplacement, de mise à niveau et d'amélioration des immobilisations sont capitalisés dès qu'ils sont engagés. En 2006, les dépenses en immobilisations

de services publics d'électricité consolidées brutes de Fortis se sont établies à 483,1 millions \$. Une tranche d'environ 38 % de ces dépenses a été engagée pour assurer le rendement continu et amélioré et la fiabilité et la sécurité des actifs de production, de transport et de distribution de la Société. Une tranche de 45 % a été engagée pour répondre à la croissance de la clientèle et la tranche résiduelle de 17 % était liée aux installations, à l'équipement, aux véhicules et aux systèmes de technologie de l'information. Les dépenses en immobilisations de services publics d'électricité consolidées brutes pour 2007 devraient se chiffrer à environ 610 millions \$. Une tranche d'environ 33 % de ces dépenses devrait être engagée pour assurer le rendement continu et amélioré et la fiabilité et la sécurité des actifs de production, de transport et de distribution de la Société. Une tranche de 46 % devrait être engagée pour répondre à la croissance de la clientèle et la tranche résiduelle de 21 % devrait être affectée aux installations, à l'équipement, aux véhicules et aux systèmes de technologie de l'information. Les dépenses en immobilisations prévues sont fondées sur des projections détaillées comme la demande de la clientèle, les conditions climatiques, le coût de la main-d'œuvre et du matériel ainsi que d'autres facteurs qui pourraient varier et entraîner un écart entre les dépenses réelles et les dépenses prévues.

Les dépenses en immobilisations de FortisAlberta et de FortisBC ont représenté environ 73 % des dépenses en immobilisations de services publics d'électricité consolidées brutes en 2006 et devraient représenter environ 65 % des dépenses en immobilisations de services publics d'électricité consolidées brutes en 2007. Les bases tarifaires de FortisAlberta et de FortisBC ont augmenté respectivement d'environ 29 % et 36 % depuis que ces services publics ont été acquis en mai 2004. Au cours des deux prochaines années, les tarifs de chacun de ces services publics devraient augmenter d'environ 30 %.

Les dépenses en immobilisations de services publics d'électricité consolidées brutes des cinq prochains exercices devraient dépasser 2,6 milliards \$. Le total des immobilisations de services publics d'électricité de la Société devrait croître à un taux annuel moyen d'environ 7 % au cours des cinq prochains exercices. Les besoins de FortisAlberta et FortisBC de rehausser la fiabilité du réseau électrique et de répondre à la forte croissance de la clientèle devraient constituer le moteur de la croissance des immobilisations de services publics d'électricité.

Habituellement, les processus réglementaires des services publics réglementés de la Société autorisent la récupération du coût des immobilisations au moyen de l'amortissement ou d'un taux de rendement sur le solde à amortir des immobilisations. FortisBC, Newfoundland Power et Maritime Electric sont tenues d'obtenir une approbation réglementaire pour leurs plans de dépenses en immobilisations. Pour les autres services publics d'électricité réglementés de la Société, les plans de dépenses en immobilisations ne sont pas soumis à une approbation réglementaire préalable; par contre, les organismes de réglementation approuvent les besoins de revenus aux fins de l'établissement des tarifs d'électricité, compte tenu de l'incidence des dépenses en immobilisations sur la base tarifaire ou sur le coût du service. Il n'est nullement assuré que les projets d'immobilisations que les services publics réglementés de la Société estiment nécessaires ou qui ont été achevés seront approuvés ou que les approbations ne seront pas accordées sous condition. Tout dépassement de coût en immobilisations pourrait ne pas être récupérable dans les tarifs d'électricité futurs imposés à la clientèle.

Les dépenses en immobilisations de services publics d'électricité consolidées brutes réelles de 2006 ont dépassé d'environ 53 millions \$ les dépenses en immobilisations de services publics d'électricité consolidées brutes prévues de 430 millions \$. L'augmentation, amenée par FortisAlberta, découle de la nécessité de brancher les nouveaux clients dus à la forte croissance économique de l'Alberta. Les dépenses en immobilisations de FortisAlberta qui ont excédé les dépenses prévues au moment de l'approbation des tarifs par l'AEUB devraient être incluses dans la base tarifaire de 2008 aux fins de l'établissement des tarifs imposés à la clientèle pour l'année en question.

Le tableau qui suit présente un sommaire des dépenses en immobilisations de services publics d'électricité brutes pour 2006 par secteur et catégorie d'actifs.

## Dépenses en immobilisations de services publics d'électricité brutes

Exercice terminé le 31 décembre 2006

(en millions \$)	Fortis		NF Power <sup>1)</sup>	Autres services publics réglementés au Canada <sup>1)</sup>	Total des services publics réglementés au Canada	Services publics réglementés dans les Caraïbes	Activités non réglementées	Total <sup>3)</sup>
	Alberta <sup>1)2)</sup>	FortisBC <sup>1)</sup>						
Production	–	13,8	6,2	4,4	24,4	3,7	3,2	31,3
Transport	–	44,1	9,1	7,2	60,4	4,4	–	64,8
Distribution	190,5	39,4	35,4	23,3	288,6	13,1	1,6	303,3
Installations, matériel et véhicules	33,6	8,6	5,5	1,8	49,5	4,7	–	54,2
Technologie de l'information	19,1	5,0	4,0	0,5	28,6	0,9	–	29,5
<b>Total</b>	<b>243,2</b>	<b>110,9</b>	<b>60,2</b>	<b>37,2</b>	<b>451,5</b>	<b>26,8</b>	<b>4,8</b>	<b>483,1</b>

<sup>1)</sup> À FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power et Maritime Electric, les dépenses en immobilisations de services publics brutes comprennent les coûts d'enlèvement et de remise en état des lieux. Ces coûts sont admissibles pour la base tarifaire.

<sup>2)</sup> Exclut le paiement de 17,5 millions \$ versé à l'AESO au titre des investissements dans des installations de transport.

<sup>3)</sup> Comprend les dépenses liées aux actifs en construction.



Le tableau qui suit présente un sommaire des dépenses en immobilisations de services publics d'électricité brutes pour 2007 par secteur et catégorie d'actif.

**Dépenses en immobilisations de services publics d'électricité brutes prévues**

Exercice terminé le 31 décembre 2007

(en millions \$)	Fortis Alberta <sup>1)2)</sup>	FortisBC <sup>1)3)</sup>	NF Power <sup>1)</sup>	Autres services publics réglementés au Canada <sup>1)</sup>	Total des services publics réglementés au Canada	Services publics réglementés dans les Caraïbes	Activités non réglementées	Total
Production	–	21,9	19,8	2,5	<b>44,2</b>	<b>29,7</b>	<b>19,6</b>	<b>93,5</b>
Transport	–	64,4	8,3	5,5	<b>78,2</b>	<b>9,6</b>	–	<b>87,8</b>
Distribution	185,0	30,3	27,5	20,7	<b>263,5</b>	<b>36,8</b>	<b>1,3</b>	<b>301,6</b>
Installations, matériel et véhicules	51,5	16,3	4,4	1,2	<b>73,4</b>	<b>21,9</b>	–	<b>95,3</b>
Technologie de l'information	19,1	6,0	3,5	1,7	<b>30,3</b>	<b>1,5</b>	–	<b>31,8</b>
<b>Total</b>	<b>255,6</b>	<b>138,9</b>	<b>63,5</b>	<b>31,6</b>	<b>489,6</b>	<b>99,5</b>	<b>20,9</b>	<b>610,0</b>

<sup>1)</sup> À FortisAlberta, Newfoundland Power et Maritime Electric, les dépenses en immobilisations de services publics d'électricité brutes prévues comprennent les coûts d'enlèvement et de remise en état des lieux. Ces coûts sont admissibles pour la base tarifaire.

<sup>2)</sup> Exclut le paiement prévu d'environ 17 millions \$ à l'AESO au titre des investissements dans les installations de transport.

<sup>3)</sup> À FortisBC, les dépenses en immobilisations de services publics brutes prévues reflètent le plan d'immobilisations de 2007 soumis à la BCUC et approuvé ultérieurement, sous réserve de processus réglementaires additionnels à l'égard de certains projets. Elles comprennent aussi les coûts d'enlèvement et de remise en état des lieux. Ces coûts sont admissibles pour la base tarifaire.

Les projets de dépenses en immobilisations de services publics d'électricité individuels brutes importantes de la Société pour 2006 et 2007 sont présentés dans le tableau qui suit.

**Dépenses en immobilisations de services publics d'électricité brutes**

**Projets individuels supérieurs à 10 millions \$**

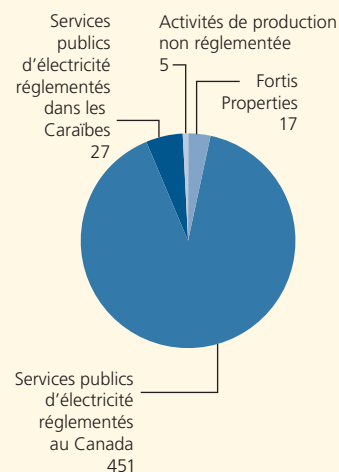
(en millions \$)		Réel 2006	Coûts d'achèvement prévus après 2006	Dates d'achèvement prévues
<b>Service public</b>	<b>Nature du projet</b>			
FortisAlberta	Nouvelle installation dans la ville d'Airdrie	<b>1,0</b>	28,0	2008
FortisAlberta	Infrastructure de comptage automatisé	<b>0,3</b>	85,0	2010
FortisBC	Trois nouvelles sous-stations et lignes de transport connexes	<b>8,1</b>	49,1	2007 et 2008
FortisBC	Programme de mise à niveau et de prolongement de durée de vie des actifs de production	<b>10,8</b>	30,4	2011
Newfoundland Power	Remise en état de la centrale hydroélectrique Rattling Brook	–	18,8	2007
Caribbean Utilities	Nouvelle unité de production au diesel de 16 MW	<b>6,5</b>	19,2	2007
Activités non réglementées – Fortis Generation	Nouvelle centrale hydroélectrique de 18 MW à Vaca, au Belize	–	61,0	2009

En 2007, FortisAlberta prévoit dépenser 5,0 millions \$ relativement à la phase 1 de mise en œuvre de l'infrastructure de comptage automatisé. Cette technologie permettra aux détaillants d'obtenir un relevé plus précis de la consommation de la clientèle fondée sur une lecture de l'utilisation réelle plutôt que sur l'utilisation estimée. Lorsque sa mise en œuvre sera achevée, cette technologie réduira les coûts associés à la pratique actuelle de lecture manuelle des compteurs. FortisAlberta a reçu l'approbation de l'AEUB pour entamer la phase 1 de ce projet en 2007 et, en fonction du succès de la mise en œuvre de cette première phase, Fortis demandera l'approbation de l'AEUB pour la mise en œuvre de la technologie auprès des clients restants dans le cadre de la demande de tarif d'accès de distribution pour 2008–2009. La mise en œuvre complète de cette technologie devrait être achevée d'ici 2010 pour un coût prévu d'achèvement après 2007 d'environ 80 millions \$. Une tranche importante des dépenses en immobilisations de 2006 et prévues pour 2007 de FortisAlberta porte sur de nombreux projets de moindre envergure, en grande partie liés au branchement de nouveaux clients et au remplacement et à la mise à niveau d'immobilisations.

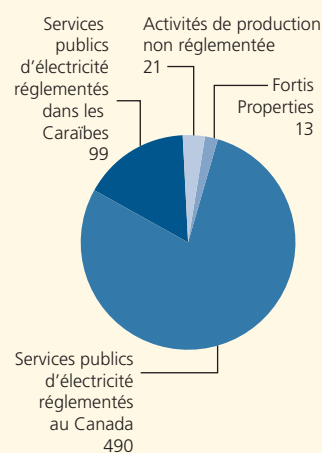
En 2006, les travaux ont commencé à FortisBC relativement à trois nouvelles sous-stations et aux lignes de transport connexes, le coût total du projet étant estimé à environ 60 millions \$, dont une tranche de 2,5 millions \$ a été dépensée en 2005 et une autre tranche de 8,1 millions \$ l'a été en 2006.

Depuis 1998, les centrales hydroélectriques de FortisBC font l'objet d'un programme de mise à niveau et de prolongation de durée de vie qui devrait être achevé en 2011. Le matériel nouvellement installé devrait rehausser la fiabilité et l'efficacité, alors que l'utilisation de composantes normalisées devrait réduire les dépenses futures d'entretien et en immobilisations. Aucune des dépenses postérieures à 2008 n'a été incluse dans le tableau ci-dessus puisqu'elles n'ont pas encore reçu l'approbation réglementaire.

## Dépenses en immobilisations consolidées de 2006 (en millions \$)



## Dépenses en immobilisations consolidées prévues de 2007 (en millions \$)



Au cours de l'exercice, Fortis, par l'intermédiaire de sa filiale indirecte en propriété exclusive BECOL, a reçu l'approbation de l'évaluation d'impact environnemental à l'égard de la centrale hydroélectrique Vaca. Le commencement de la construction de la centrale hydroélectrique de 18 MW pour 61 millions \$ (52,5 millions \$ US) est prévu pour 2007, sous réserve de l'approbation réglementaire. La centrale au fil de l'eau devrait augmenter la production annuelle d'électricité de la rivière Macal d'environ 90 GWh pour la porter à 250 GWh. BECOL a signé un contrat de vente d'électricité de 50 ans avec Belize Electricity visant la vente de l'électricité produite par la centrale Vaca, à compter de la fin de 2009.

Les dépenses consolidées d'entretien et de réparation d'immobilisations en 2006 se sont établies à environ 58,7 millions \$ comparativement à environ 53,8 millions \$ en 2005. Les dépenses d'entretien et de réparation sont habituellement établies sur la foi d'inspections physiques et d'évaluations techniques des actifs et sont tributaires des conditions climatiques et de l'âge des actifs. La Société prévoit que le niveau des dépenses d'entretien et de réparation à l'égard de ses activités existantes sera plus élevé en 2007 qu'en 2006, essentiellement en raison de l'inclusion des résultats de Caribbean Utilities dans les états financiers consolidés de Fortis en 2007.

Les fonds nécessaires à l'achèvement du programme de dépenses en immobilisations consolidées de la Société devraient provenir d'une combinaison d'emprunts à long et à court terme, des flux de trésorerie générés à l'interne et d'émissions d'actions ordinaires et privilégiées. Fortis prévoit qu'elle n'aura aucune difficulté à accéder aux capitaux nécessaires.

**Flux de trésorerie :** La capacité de la Société d'assurer le service de sa dette et de verser des dividendes sur ses actions ordinaires et privilégiées est tributaire des résultats financiers des filiales d'exploitation et des paiements au comptant connexes provenant de ces filiales. Certaines filiales réglementées pourraient être assujetties à des contraintes pouvant restreindre leur capacité de faire des distributions en espèces à Fortis.

Belize Electricity ne respectait pas au 31 décembre 2005 les conditions de maintien d'un ratio de couverture du service de la dette de 1,5 fois que lui imposent ses emprunts auprès de la Banque internationale pour la reconstruction et le développement (« BIRD ») et auprès de la Caribbean Development Bank. Une exonération a été obtenue pour le 31 décembre 2005 auprès de la BIRD. Le ratio de couverture du service de la dette de Belize Electricity s'est amélioré au cours de 2006, et le 31 décembre 2006, Belize Electricity était en règle quant aux conditions de maintien d'un ratio de couverture du service de la dette de 1,5 fois.

Au 31 décembre 2006, la Société et ses filiales avaient des marges de crédit consolidées autorisées de 952,0 millions \$, dont une tranche de 546,7 millions \$ demeurait inutilisée. Les facilités de crédit de la Société, par secteur de présentation de l'information financière, étaient les suivantes au 31 décembre :

### Facilités de crédit

(en millions \$)	Siège social	Services publics réglementés	Fortis Generation	Fortis Properties	Total 2006	Total 2005
Total des facilités de crédit	315,0	622,2	2,3	12,5	952,0	747,1
Facilités de crédit utilisées						
Emprunts à court terme	–	(94,3)	–	(3,4)	(97,7)	(48,9)
Dette à long terme	(84,1)	(151,4)	–	–	(235,5)	(85,8)
Lettres de crédit en cours	(4,6)	(65,3)	–	(2,2)	(72,1)	(73,6)
Facilités de crédit disponibles	226,3	311,2	2,3	6,9	546,7	538,8

Aux 31 décembre 2006 et 2005, certains emprunts en vertu des facilités de crédit de la Société et de ses filiales ont été classés comme dettes à long terme. Ces emprunts sont contractés en vertu de facilités de crédit à long terme, et la direction se propose de les refinancer au moyen d'un financement permanent à long terme au cours de périodes à venir.

En janvier 2006, Newfoundland Power a renégocié sa facilité de crédit à terme consentie de 100 millions \$, pour en prolonger la durée qui passe de un an à trois ans; la facilité échoit maintenant en janvier 2009.

En janvier 2006, le financement provisoire non garanti et non renouvelable à court terme de 25 millions \$ de Maritime Electric a été prolongé jusqu'en juillet 2007. En août 2006, le montant disponible sur les facilités de crédit d'exploitation de Maritime Electric est passé de 25 millions \$ à 30 millions \$.

En mars 2006, FortisAlberta a modifié sa facilité de crédit à terme non garantie consentie, en portant le montant disponible de 150 millions \$ à 200 millions \$ et en repoussant l'échéance de mai 2008 à mai 2010. En outre, la société, avec le consentement des prêteurs, peut demander une augmentation de 50 millions \$ de la limite de cette facilité de crédit, aux mêmes modalités que la facilité de crédit existante. En juillet 2006, FortisAlberta a contracté une facilité de crédit à vue de 10 millions \$, relevant à 20 millions \$ le montant disponible à la société en vertu des facilités de crédit à vue non garanties.

En mai 2006, la facilité de crédit d'exploitation de 364 jours de 50 millions \$ de FortisBC a été prolongée jusqu'en mai 2007.

En juin 2006, Fortis a renégocié et modifié ses facilités de crédit non garanties de 145 millions \$ et de 50 millions \$, repoussant l'échéance de ces facilités de mai 2008 et de janvier 2009 respectivement à mai 2010 et janvier 2011. De plus, en juillet 2006, le montant disponible en vertu de la facilité à terme non garantie consentie de 145 millions \$ a été haussé à 250 millions \$. Ces facilités de crédit peuvent être utilisées aux fins générales de la Société, notamment des acquisitions.

Au 31 décembre 2006, les facilités de crédit des services publics réglementés comprenaient à la fois une facilité de découvert de 2,0 millions \$ US et une facilité de crédit de soutien de 9,0 millions \$ US pour les dommages causés par les ouragans à Fortis Turks and Caicos. Aucun prélèvement n'avait été effectué sur ces facilités au 31 décembre 2006.

Au 31 décembre 2006, les facilités de crédit des services publics réglementés comprenaient un total de 22,7 millions \$ US liés à Caribbean Utilities, y compris une ligne de crédit pour les dépenses en immobilisations de 10,0 millions \$ US, une ligne de crédit d'exploitation de 5,0 millions \$ US, un prêt de soutien en cas de catastrophes de 5,0 millions \$ US, de même que des lettres de crédit et une ligne de crédit sur carte de crédit de 2,7 millions \$ US. Le 27 novembre 2006, Caribbean Utilities a renégocié ses facilités de crédit, relevant à 17,0 millions \$ US sa ligne de crédit pour les dépenses en immobilisations et à 7,5 millions \$ US sa ligne de crédit d'exploitation de 5,0 millions \$ US ainsi que son prêt de soutien en cas de catastrophes de 5,0 millions \$ US, le total des facilités de crédit s'élevant à 34,7 millions \$ US. Ces modifications apportées aux facilités de crédit en novembre 2006 n'ont pas été reflétées dans le tableau ci-dessus étant donné que la Société a consolidé le bilan de Caribbean Utilities au 7 novembre 2006.

## Arrangements hors bilan

Des informations financières doivent être présentées pour tout arrangement hors bilan tel que 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 les besoins de ressources en capital. La Société n'avait aucun arrangement hors bilan de cette nature au 31 décembre 2006.

## Gestion du risque d'affaires

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 86 % du total des actifs au 31 décembre 2006 (85 % au 31 décembre 2005). Chacune des filiales de services publics réglementés de la Société est assujettie à une forme quelconque de réglementation qui pourrait avoir une incidence sur les produits et le bénéfice futurs. 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.

En 2006, environ 84 % (84 % en 2005) des produits d'exploitation et de la quote-part du bénéfice d'un placement de la Société ont été tirés de l'exploitation de services publics réglementés, alors qu'environ 75 % du bénéfice d'exploitation de la Société ont été tirés des activités réglementées de services publics en 2006 (74 % en 2005). Ces activités réglementées – FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos – sont assujetties aux incertitudes habituelles auxquelles les entités réglementées doivent faire face. Ces incertitudes comprennent les approbations des organismes de réglementation des tarifs d'électricité respectifs qui prévoient la récupération raisonnable, en temps opportun, des coûts estimatifs du service, y compris un taux de rendement juste de la base tarifaire et, dans le cas de Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos, le maintien des permis. La capacité de ces services publics de récupérer les coûts réels de prestation des services et d'obtenir les rendements autorisés dépend de la réalisation des prévisions établies au cours du processus d'établissement de la grille tarifaire. La mise à niveau des réseaux et centrales électriques existants et l'ajout de nouvelles infrastructures et centrales électriques requièrent l'obtention auprès des organismes de réglementation d'approbation portant soit sur les plans de dépenses en immobilisations ou sur les besoins de revenus aux fins de l'établissement des tarifs d'électricité, compte tenu de l'incidence des dépenses en immobilisations sur la base tarifaire ou sur le coût du service. Il n'est nullement assuré que les projets d'immobilisations que les services publics réglementés de la Société estiment nécessaires ou qui ont été achevés seront approuvés ou que les approbations ne seront pas accordées sous condition. Tout dépassement des coûts en immobilisations par rapport à ceux soumis pour approbation pourrait ne pas être récupérable.



Les demandes de tarifs fondées sur les besoins de revenus peuvent faire l'objet soit d'un règlement négocié, soit d'un processus d'audiences publiques. Il n'est nullement assuré que les grilles tarifaires autorisées permettront aux services publics de la Société 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 ces services publics, sur la mise en chantier ou l'échéancier des projets d'immobilisations prévus, sur les notes décernées par les agences de notation, sur l'émission et la vente de titres 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 à l'heure actuelle. Le cadre réglementaire de l'Alberta et celui de l'Ontario ont subi des modifications considérables depuis la déréglementation des activités de production et l'ouverture du marché de détail à la concurrence. La réglementation et les lois qui régissent les marchés de gros et de détail de l'électricité dans ces juridictions sont relativement nouvelles et sujettes à des modifications importantes qui pourraient avoir une incidence négative sur la capacité de FortisAlberta et de FortisOntario de récupérer leurs coûts ou d'obtenir un rendement raisonnable de leur capital. Au fur et à mesure que ces sociétés et leurs organismes de réglementation avanceront dans l'application des processus réglementaires, il devrait planer moins d'incertitude autour des cadres et environnements réglementaires en évolution.

Bien que la totalité des services publics réglementés de la Société exercent actuellement leurs activités d'après une méthode traditionnelle fondée sur le coût du service ou sur le rendement de la base tarifaire, l'ÉTR et d'autres mécanismes d'établissement des tarifs, comme les formules d'ajustement automatique du taux de rendement, sont aussi utilisés à divers degrés, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur la capacité des services publics de gagner un rendement raisonnable sur le capital.

En général, le rendement autorisé des sociétés de services publics réglementées nord-américaines est exposé aux fluctuations des taux d'intérêt. Le bénéfice de ces sociétés réglementées est également affecté par les fluctuations des taux d'intérêt qui sont utilisés pour les mécanismes d'établissement des tarifs. Le taux de rendement peut être affecté soit directement par les mécanismes d'ajustement automatique, soit indirectement par les décisions réglementaires sur ce qui constitue un rendement approprié de l'investissement. Des mécanismes d'ajustement automatique s'appliquent actuellement à FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power. En raison de la tendance à la baisse du rendement des obligations à long terme du Canada et de l'application des mécanismes d'ajustement automatique, le RCA de ces services publics a été ajusté. En 2006, le RCA de FortisAlberta, de FortisBC et de Newfoundland Power s'établissait respectivement à 8,93 %, 9,20 % et 9,24 %. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2007, le RCA de FortisAlberta, de FortisBC et de Newfoundland Power a été abaissé respectivement à 8,51 %, 8,77 % et 8,60 %. La croissance solide de la base tarifaire des services publics de l'Ouest canadien devrait plus que contrebalancer l'incidence de la baisse des RCA, alors que le bénéfice de Newfoundland Power devrait décliner légèrement en 2007.

**Prix de l'énergie :** La principale vulnérabilité de la Société à la variation des prix de l'énergie est liée à la vente de sa production d'énergie non réglementée en Ontario. L'énergie est vendue à l'IESO aux prix du marché. La sensibilité du bénéfice de la Société à chaque variation de 1 \$ le MWh du prix de marché moyen annuel de l'électricité de gros en Ontario serait de 0,4 million \$. Les ventes d'énergie non réglementée en Ontario sont en grande partie liées à une entente d'échange d'eau contre de l'électricité, connue sous le nom de Niagara Exchange Agreement, liée à la centrale Rankine. Conformément à cette entente, les droits de FortisOntario sur l'eau de la rivière Niagara ne seront pas renouvelés avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> mai 2009. En 2006, les apports au bénéfice liés au Niagara Exchange Agreement se sont chiffrés à 14,2 millions \$. Dans une moindre mesure, la Société est aussi exposée à la variation des prix de l'énergie relativement aux ventes d'énergie de ses actifs de production non réglementée dans le nord de l'État de New York. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2007, la totalité de l'énergie produite par ces actifs est vendue à National Grid aux prix du marché. L'énergie produite par les actifs de production non réglementée de la Société au Belize, dans la région centrale de Terre-Neuve et en Colombie-Britannique est vendue en vertu de contrats à prix fixe à moyen et long terme.

**Conjoncture économique :** Pour la Société, comme pour toute société de services publics, l'état général de l'économie des territoires qu'elle sert se répercute sur ses ventes d'électricité, qui sont touchées par des facteurs économiques tels le taux de chômage, le revenu personnel disponible, les prix de l'énergie et les mises en chantier domiciliaires.

Fortis a également des investissements dans l'immobilier commercial et l'hôtellerie. L'hôtellerie, en particulier, est exposée aux risques d'exploitation provenant des fluctuations et de replis possibles du secteur. L'excellente qualité des actifs immobiliers et hôteliers et l'engagement envers l'amélioration de la productivité réduisent la vulnérabilité aux fluctuations et aux replis possibles du secteur. Le portefeuille immobilier de Fortis Properties est avantageusement doté par des locataires prestigieux détenant des baux à long terme. L'échelonnement des baux occasionnera un taux de renouvellement d'environ 10 % par année en moyenne pour les cinq prochains exercices. Environ 52 % du bénéfice d'exploitation de Fortis Properties était tiré des investissements hôteliers en 2006 (51 % en 2005). La direction est d'avis qu'en raison de la nature même des affaires de la Société, celle-ci n'est pas exposée à une diminution importante des produits. Une baisse des produits de 5 % de la division hôtelière ferait diminuer le bénéfice d'environ 1,3 million \$.

**Conditions climatiques :** Les actifs physiques de la Société et de ses filiales d'exploitation sont exposés aux effets de conditions climatiques extrêmes et d'autres intempéries. Bien que les actifs physiques aient été construits et soient exploités et entretenus de façon à résister à de telles conditions, il n'est nullement garanti qu'ils parviendront à y résister en toutes circonstances. À Newfoundland Power, l'exposition aux rigueurs climatiques est prise en compte dans les mécanismes réglementaires comme approuvé par le PUB. En particulier, le PUB a approuvé la constitution d'un compte de normalisation des effets climatiques. Cette réserve atténuée d'une année à l'autre la volatilité du bénéfice qui résulterait des rigueurs climatiques.

Malgré cette préparation aux rigueurs du climat, des perturbations inhabituelles, telles l'ouragan Ivan en septembre 2004 et d'autres catastrophes naturelles, constitueront toujours un risque pour les services publics. Depuis l'acquisition d'une participation conférant le contrôle dans Caribbean Utilities et l'acquisition de Fortis Turks and Caicos, la Société est exposée à un risque accru de catastrophes naturelles dans les Caraïbes. Sauf pour Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos, 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, de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos sont exposés à un risque d'ouragans. À l'instar d'autres services publics de Fortis, ces sociétés gèrent les risques climatiques en souscrivant une assurance pour les actifs de production électrique, une assurance pour interruption des affaires et une auto-assurance pour les actifs de transport et de distribution. La PUC permet la récupération de certains coûts attribuables aux ouragans au moyen d'une surcharge appliquée aux tarifs d'électricité, réduisant ainsi l'incidence financière pour Belize Electricity. En 2005, le gouvernement des îles Caïmans a approuvé une SRC liée aux ouragans pour une période d'environ trois ans, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> août 2005. Cette SRC permet de récupérer une part importante des coûts directs déjà déboursés entraînés par les pertes non assurées provoquées par l'ouragan Ivan.

Le bénéfice tiré des actifs de production non réglementée est sensible à la quantité des chutes de pluie; toutefois, l'éparpillement géographique des installations de production électrique de la Société atténue le risque associé à la quantité des chutes de pluie.

**Instruments dérivés et couverture :** Les instruments dérivés, comme les swaps de taux d'intérêt, sont uniquement utilisés pour gérer le risque et ne sont pas utilisés aux fins de négociation. La Société désigne chaque instrument dérivé à titre de couverture d'un actif ou d'un passif précis au bilan et évalue, au moment de la mise en place de la couverture et de façon continue par la suite, si les opérations de couverture sont efficaces pour contrebalancer la variation des flux de trésorerie des éléments couverts. Les paiements ou les rentrées de fonds sur les instruments dérivés qui sont désignés et efficaces à titre de couvertures sont constatés concurremment à l'élément couvert et dans la même catégorie financière. Si un instrument dérivé est résilié ou s'il cesse d'être efficace à titre de couverture avant son échéance, le gain ou la perte à cette date est reporté et passé en résultat concurremment avec l'élément couvert. Les variations ultérieures de la valeur de l'instrument dérivé sont reflétées dans les résultats. Si l'élément couvert désigné est cédé, est frappé d'extinction ou arrive à échéance avant l'annulation de l'instrument dérivé connexe, le gain ou la perte à cette date sur cet instrument dérivé est passé en résultat.

Fortis gère le risque de taux d'intérêt en bloquant les taux d'intérêt sur de longues périodes au moyen d'instruments d'emprunt à taux fixe et de swaps de taux d'intérêt. Les swaps de taux d'intérêt de la Société, tels qu'ils sont décrits à la note 11 des états financiers consolidés annuels de Fortis Inc. pour 2006, sont comptabilisés à titre de couvertures de la dette à long terme connexe. Les variations de la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt, qui surviennent avec le temps, ne sont constatées que lorsque des intérêts sont payés. Les programmes de couverture des taux d'intérêt de la Société ne sont habituellement pas affectés par les soubresauts du marché, car les swaps de taux d'intérêt sont généralement gardés jusqu'à échéance, conformément à l'objectif visant à bloquer les écarts de taux d'intérêt sur l'élément couvert. Une tranche d'environ 74 % des obligations liées aux facilités à long terme et aux contrats de location-acquisition comportent des échéances de plus de cinq ans. La vulnérabilité de la Société au risque de taux d'intérêt est essentiellement rattachée aux emprunts à court terme et aux autres facilités de crédit à taux variable.

Le tableau suivant précise la nature des dettes de la Société au 31 décembre 2006.

<b>Total de la dette</b> au 31 décembre 2006	<i>(en millions \$)</i>	<i>(%)</i>
Emprunts à court terme	<b>97,7</b>	<b>3,6</b>
Facilités de crédit à taux variable utilisées classées comme dettes à long terme	<b>235,5</b>	<b>8,6</b>
Dette à long terme à taux variable et obligations liées aux contrats		
de location-acquisition (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	<b>17,0</b>	<b>0,6</b>
Dette à long terme à taux fixe et obligations liées aux contrats		
de location-acquisition (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	<b>2 390,7</b>	<b>87,2</b>
<b>Total</b>	<b>2 740,9</b>	<b>100,0</b>

Le bénéfice que la Société tire de ses placements nets dans des établissements étrangers est exposé aux fluctuations du taux de change du dollar américain. La Société a effectivement atténué le risque de change sur le bénéfice tiré de ses placements nets dans des établissements étrangers au moyen d'emprunts en dollars américains. En conséquence de la stratégie de couverture de la Société, la sensibilité annuelle estimative à une hausse de 4 cents du taux de change du dollar américain n'entraînerait une hausse que d'environ 1 cent du bénéfice de la Société par action ordinaire. Au 31 décembre 2006, le taux de change du dollar américain en dollar canadien était de 1,00 \$ US = 1,17 \$ CA (1,00 \$ US = 1,16 \$ CA au 31 décembre 2005).

Avant l'acquisition de Fortis Turks and Caicos en août 2006 et de la participation conférant le contrôle dans Caribbean Utilities en novembre 2006, le bénéfice de la Société subissait l'incidence des variations du taux de change découlant de la conversion des emprunts en dollars américains non désignés à titre de couverture des placements nets dans des établissements étrangers de la Société. Immédiatement avant l'acquisition de Fortis Turks and Caicos, Fortis avait des emprunts en dollars américains excédant de 32 millions \$ US (55 millions \$ US au 31 décembre 2005) les placements nets dans des établissements étrangers de la Société, cet excédent n'étant pas admissible à la comptabilité de couverture. Par conséquent, la variation de la valeur comptable de cette dette, découlant des variations du taux de change, a été passée en résultat à chaque période. À l'acquisition de Fortis Turks and Caicos, les placements nets dans des établissements étrangers de la Société ont augmenté de sorte que cet excédent de 32 millions \$ US et les emprunts en dollars américains qui se sont ajoutés relativement à l'acquisition de Fortis Turks and Caicos ont pu être désignés à titre de couverture de ce placement net dans des établissements étrangers. La dette en dollars américains liée à l'acquisition d'une participation conférant le contrôle dans Caribbean Utilities a été admissible à la comptabilité de couverture et a été désignée à titre de couverture de ce placement net dans des établissements étrangers. Auparavant, le placement de la Société comptabilisé à la valeur de consolidation dans Caribbean Utilities n'était pas admissible à la comptabilité de couverture à titre de placement net dans des établissements étrangers. Au 31 décembre 2006, la totalité de la dette à long terme de 258,6 millions \$ US de la Société était désignée à titre de couverture d'une tranche des placements nets dans des établissements étrangers de la Société. L'incidence des variations du taux de change découlant de la conversion des emprunts en dollars américains de la Société désignés à titre de couverture est présentée dans le compte d'écart de conversion de la Société dans les capitaux propres. Au 31 décembre 2006, la Société avait des placements nets dans des établissements étrangers d'environ 121 millions \$ US disponibles à la couverture.

La direction continuera de couvrir la variation des taux de change futurs liés à ses placements nets dans des établissements étrangers et à son bénéfice libellé en dollars américains, dans la mesure du possible, par l'utilisation d'emprunts futurs en dollars américains, et surveillera l'exposition de Fortis à la variation des taux de change de façon régulière.

**Ressources en capital :** La situation financière de la Société pourrait s'en ressentir si cette dernière ou ses filiales d'exploitation ne réussissaient pas à obtenir à des conditions économiques des fonds suffisants pour, entre autres, financer les dépenses en immobilisations et rembourser la dette au fur et à mesure des échéances. Les fonds provenant de l'exploitation après paiement des charges prévues (y compris les paiements d'intérêts sur l'encours de la dette) ne seront pas suffisants pour rembourser la totalité du passif à mesure des échéances ni les dépenses en immobilisations projetées. La capacité d'obtenir des fonds suffisants à des conditions économiques dépend de nombreux facteurs, y compris les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société et de ses filiales, la situation des marchés financiers et du crédit bancaire, les notes attribuées par les agences de notation et la conjoncture économique générale. Il n'y a aucune assurance que des capitaux suffisants seront disponibles à des conditions acceptables pour financer ces dépenses en immobilisations et rembourser la dette existante.

De manière générale, la Société et ses services publics réglementés sont exposés à un risque financier lié à la modification des notes attribuées par les agences de notation. Une modification des notes pourrait avoir une incidence sur l'accès aux diverses sources de capitaux et entraîner une hausse ou une baisse des frais financiers de la Société.

**Perte du territoire desservi :** FortisAlberta approvisionne directement en électricité une clientèle nombreuse 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 Government Act* (Alberta). En vertu de l'*Hydro and Electric Energy 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. Dans de telles circonstances, l'*Hydro and Electric Energy Act* (Alberta) prévoit une compensation, y compris le paiement des actifs de FortisAlberta sur la base du coût de remplacement, moins l'amortissement. Compte tenu de la croissance historique de l'Alberta et de ses municipalités, FortisAlberta pourrait être touchée par des opérations de ce genre.

Les conséquences pour FortisAlberta de l'achat par une municipalité de ses actifs de distribution seraient l'érosion de sa base tarifaire, ce qui aurait pour effet de diminuer le capital sur lequel FortisAlberta est autorisée à gagner un rendement réglementé. Aucune opération n'est actuellement en cours en vertu de la *Municipal Act* (Alberta). Toutefois, à 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 incidence négative importante sur la situation financière et les résultats d'exploitation de FortisAlberta.

**Licences et permis :** L'acquisition, la détention et l'exploitation de services publics et d'actifs d'électricité exigent de nombreux permis et licences, approbations et certificats de divers ordres gouvernementaux et organismes gouvernementaux. Les services publics réglementés et les activités de production non réglementée de la Société pourraient ne pas être en mesure d'obtenir et de conserver la totalité des approbations réglementaires nécessaires. S'il survenait un délai dans l'obtention de toute approbation réglementaire, ou s'il s'avérait impossible d'obtenir ou de maintenir une approbation nécessaire, ou s'il survenait un défaut de conformité à une loi applicable, à une réglementation ou à une condition d'approbation, l'exploitation des actifs et la vente d'électricité pourraient être entravées ou entraîner des coûts additionnels, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur la Société.



**Environnement :** La Société et ses filiales d'exploitation sont assujetties à de nombreux règlements, lois et lignes directrices régissant la production, la gestion, l'entreposage, le transport, le recyclage et l'élimination des matières dangereuses et autres déchets, ou autrement liés à la protection de l'environnement, à la santé et à la sécurité. Le coût nécessaire pour se conformer à de tels règlements, lois et lignes directrices peut être important pour la Société. Le processus d'obtention des approbations réglementaires en matière d'environnement, de santé et de sécurité, y compris les évaluations environnementales nécessaires, peut être long, litigieux et onéreux. Des coûts de remise en état des lieux par suite de dommages causés à l'environnement et d'autres coûts pourraient être encourus en raison de divers événements, y compris des intempéries sévères, une erreur humaine ou une mauvaise conduite et la défaillance de l'équipement. Cependant, il n'est aucunement garanti que de tels coûts puissent être récupérés à même les tarifs imposés à la clientèle des services publics réglementés et, s'ils sont considérables, les coûts non récupérés pourraient avoir une incidence négative importante sur les affaires, les résultats d'exploitation, la situation financière et les perspectives de la Société.

**Assurance :** Bien que la Société et ses filiales d'exploitation souscrivent des assurances, une tranche importante des actifs de transport et de distribution des services publics réglementés de la Société ne sont pas assurés, comme il est de règle en Amérique du Nord, puisque le coût de l'assurance n'est pas jugé économique. Les assurances comportent des limites de couverture ainsi que des clauses fixant un délai de présentation des demandes d'indemnisation et de découverte des sinistres. Il n'existe aucune garantie que les types de dommages subis par la Société et ses filiales d'exploitation seront couverts par ces assurances. Les services publics réglementés de la Société déposeraient certainement des demandes auprès de leurs organismes de réglementation respectifs pour être autorisés à récupérer les pertes (ou les dommages) au moyen d'une hausse des tarifs imposés à la clientèle. Cependant, il n'est nullement garanti qu'un organisme de réglementation accueillerait en tout ou en partie une demande de cette nature. Tout dommage majeur aux actifs physiques de la Société et de ses filiales d'exploitation pourrait entraîner des coûts de réparation et des demandes de règlement considérables de la part de sa clientèle, qui pourraient avoir une incidence négative sur les affaires, les résultats d'exploitation, la situation financière et les perspectives de la Société.

Il est prévu que des assurances continueront d'être souscrites. Cependant, il n'est nullement certain que la Société et ses filiales d'exploitation pourront obtenir ou conserver à l'avenir des garanties d'assurance adéquates à des prix qu'elles estiment raisonnables ou que des assurances demeureront disponibles à des conditions aussi favorables que les arrangements actuels.

**Relations de travail :** Environ 50 % des employés des filiales d'exploitation de la Société sont membres de syndicats ou d'associations de travailleurs qui ont conclu des conventions collectives avec les filiales d'exploitation. Les conditions imposées par ces conventions collectives affectent la souplesse et l'efficacité des activités des filiales. La Société considère que les relations de ses filiales avec les syndicats et associations de travailleurs sont satisfaisantes, mais il n'existe aucune certitude qu'elles continueront de l'être au cours de futures négociations ou que les modalités des conventions collectives actuelles seront renouvelées. L'incapacité de maintenir ou de renouveler les conventions collectives à des conditions acceptables pourrait engendrer une hausse des coûts de main-d'œuvre ou des interruptions de service en raison de conflits de travail dont l'effet financier n'est pas prévu dans les ordonnances tarifaires approuvées des services publics réglementés et qui pourrait avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et le bénéfice de la Société.

La convention collective conclue entre FortisBC et la section locale 213 de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (« FIOE ») est arrivée à échéance le 31 janvier 2005. La FIOE représente les employés de métiers spécifiques des domaines de la production, du transport et de la distribution d'électricité. La Société et la FIOE ont conclu une convention qui a été ratifiée au début de janvier 2006 et qui arrive à échéance le 31 janvier 2008. La convention collective conclue par FortisBC et par la section locale 378 du Syndicat canadien des employées et employés professionnels et de bureau (« COPE/SEPB ») est arrivée à échéance le 31 janvier 2006. Le COPE/SEPB représente les employés de bureau et des métiers professionnels. La Société et le COPE/SEPB ont conclu une convention qui a été ratifiée au début de juillet 2006 et qui arrive à échéance le 31 janvier 2011.

La majorité des employés de FortisAlberta sont représentés par la United Utility Workers Association (« UUWA »). Deux conventions collectives ont été négociées avec la UUWA. La convention collective intitulée Dispatch/Contact Centre Collective Agreement est arrivée à échéance le 31 décembre 2004, et la principale convention collective est échue depuis le 31 décembre 2005. Une nouvelle convention collective mixte a été négociée avec la UUWA au cours du deuxième trimestre de 2006 et arrive à échéance le 31 décembre 2007. FortisAlberta prévoit entamer des négociations avec la UUWA à l'automne 2007.

La convention collective négociée par Belize Electricity avec la Belize Energy Workers Union a été signée le 29 novembre 2000 et elle doit être revue tous les cinq ans. Les négociations ont commencé au troisième trimestre de 2006 en vue de l'adoption d'une nouvelle convention collective.

**Ressources humaines :** La capacité de Fortis d'obtenir un rendement supérieur de manière rentable dépend de la capacité de ses filiales d'exploitation d'attirer du personnel compétent, de le perfectionner et de le garder. Tout comme d'autres entreprises de services publics au Canada et dans les Caraïbes, les services publics de Fortis sont confrontés à des défis démographiques pour ce qui est de la disponibilité des ouvriers de métier, du personnel technique et des ingénieurs. L'expansion de la Société et la concurrence de plus en plus vive sur le marché de la main-d'œuvre laissent entrevoir des difficultés de recrutement continues. L'important programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société pour les prochains exercices présentera un défi, car il importera pour les services

publics de la Société de disposer d'une main-d'œuvre qualifiée afin de mener à bien ces projets d'immobilisations. En particulier, l'Alberta présente un marché de la main-d'œuvre très concurrentiel où la demande pour certaines compétences excède l'offre, rendant difficile la tâche d'y trouver de nouveaux employés.

**Risque de liquidité :** Le bénéfice de Belize Electricity est libellé en dollars béliziens (BZ), celui de Caribbean Utilities est libellé en dollars des îles Caïmans (CI) et ceux de FortisUS Energy, de BECOL et de Fortis Turks and Caicos sont libellés en dollars américains (US). Au 31 décembre 2006, le dollar CI et le dollar BZ étaient indexés au dollar américain dans les proportions suivantes : 0,84 \$ CI = 1,00 \$ US; 2,00 \$ BZ = 1,00 \$ US. Le bénéfice étranger libellé en devises autres que le dollar américain doit d'abord être converti en dollars américains 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 américains peut faire de temps à autre l'objet de restrictions.

### Modification de la présentation

Avant le 31 décembre 2006, la provision réglementaire pour coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux de FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power et Maritime Electric faisait partie intégrante de la dotation aux amortissements et était comptabilisée dans l'amortissement cumulé, puisque ces coûts étaient récupérables à même les tarifs imposés à la clientèle. Les coûts réels d'enlèvement et de remise en état des lieux engagés, déduction faite du produit de récupération, étaient portés en réduction de cette provision dans l'amortissement cumulé. Suivant les PCGR du Canada, FortisOntario, Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos passent en résultat les coûts d'enlèvement et de remise en état des lieux lorsqu'ils sont engagés. En l'absence de réglementation des tarifs pour FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power et Maritime Electric, les coûts d'enlèvement et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, seraient constatés lorsqu'ils sont engagés plutôt que sur la durée de vie de l'actif par l'intermédiaire de la dotation aux amortissements. La Société a modifié la présentation de la provision pour coûts futurs de mise hors service et de remise en état des lieux, maintenant présentée à titre de passif réglementaire, plutôt que de l'inclure dans l'amortissement cumulé. Cette modification de la présentation a été appliquée rétroactivement avec retraitement des soldes correspondants de 2005, et n'a eu aucune incidence sur le bénéfice. Cette modification de la présentation au 31 décembre 2006 s'est traduite par une augmentation de 306,5 millions \$ (280,9 millions \$ au 31 décembre 2005) des passifs réglementaires à long terme et une augmentation correspondante de 306,5 millions \$ (280,9 millions \$ au 31 décembre 2005) du montant net des immobilisations de services publics découlant d'une diminution de l'amortissement cumulé.

### Modification de conventions comptables

**Constatation des produits :** À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006, Newfoundland Power a modifié avec effet prospectif sa convention de constatation des produits, passant d'une méthode fondée sur la facturation à la comptabilité d'exercice, comme approuvé par le PUB. La transition vers la comptabilité d'exercice, même si elle n'a pas d'effets importants sur le bénéfice annuel de Newfoundland Power, a entraîné une variation des bénéfices trimestriels de 2006 par rapport à ceux de 2005. L'adoption de la comptabilité d'exercice pour la constatation des produits a entraîné l'ajout au bilan de 23,6 millions \$ au titre des produits non facturés au 31 décembre 2005. Le PUB a approuvé la constatation pour 2006 d'une tranche de 3,1 millions \$ et, pour 2007, d'une tranche de 2,7 millions \$ des produits non facturés de 2005 à titre de produits rattachés à ces exercices afin de contrebalancer l'incidence fiscale liée à la transition vers la comptabilité d'exercice. Le traitement des produits non facturés résiduels de 2005 sera décidé par les ordonnances futures du PUB.

**Obligations conditionnelles liées à la mise hors service d'immobilisations :** Le 1<sup>er</sup> avril 2006, Fortis a adopté rétroactivement l'abrégé des délibérations du Comité sur les problèmes nouveaux no 159, « Obligations conditionnelles liées à la mise hors service d'immobilisations » (« CPN-159 »). Le CPN-159 exige qu'une entité constate un passif égal à la juste valeur d'une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation, même si le moment et la méthode de règlement sont conditionnels à des événements futurs. Bien que des obligations conditionnelles liées à la mise hors service d'immobilisations aient été relevées, aucun montant n'a été comptabilisé, puisqu'elles ont une incidence négligeable sur les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société. La Société a également des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations qui ne peuvent actuellement faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné que la date et les coûts définitifs de mise hors service des actifs en question ne peuvent être raisonnablement établis, compte tenu que la Société prévoit raisonnablement exploiter les actifs à perpétuité en raison de la nature des activités s'y rapportant.

**Impôts sur les bénéfices des sociétés :** À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006, FortisAlberta applique la méthode des impôts exigibles pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices fédéraux. Comme prescrit par l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007, approuvé par l'AEUB le 29 juin 2006, les charges d'impôts sur les bénéfices des sociétés sont maintenant récupérées à même les tarifs imposés aux clients uniquement en fonction des impôts exigibles aux fins réglementaires. Ainsi, les tarifs courants ne comprennent pas la récupération d'impôts futurs liés à certains écarts temporaires entre la valeur fiscale des actifs et des passifs et leur valeur comptable aux fins réglementaires, puisque ces impôts devraient être récupérés à même les tarifs imposés à la clientèle, lorsqu'ils deviennent exigibles. Par conséquent, FortisAlberta ne comptabilise plus d'impôts reportés à des exercices ultérieurs, du fait des écarts temporaires précisés. La société comptabilise uniquement des impôts futurs pour certains montants reportés, lorsque les impôts futurs ne seront pas récupérés à même les tarifs futurs imposés à la clientèle.

En 2005, FortisAlberta a appliqué la méthode des impôts exigibles uniquement pour les impôts sur les bénéfices provinciaux puisque les charges d'impôts fédéraux ont été récupérées à même les tarifs imposés à la clientèle selon la méthode modifiée du report variable. Selon la méthode modifiée du report variable, les tarifs imposés à la clientèle comprenaient la récupération des impôts sur les bénéfices fédéraux futurs relatifs à des écarts temporaires précisés entre la valeur fiscale des actifs et des passifs et leur valeur comptable aux fins réglementaires. Par conséquent, FortisAlberta avait comptabilisé antérieurement les impôts sur les bénéfices fédéraux futurs et avait constitué un passif réglementaire égal au montant comptabilisé des impôts sur les bénéfices fédéraux futurs qui n'avait pas encore été reflété dans les tarifs imposés à la clientèle. Toutefois, en raison de l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007 approuvé par l'AEUB, l'actif d'impôts futurs et le passif réglementaire correspondant ne sont plus comptabilisés, ce qui a entraîné une baisse de 50,7 millions \$ des actifs d'impôts futurs et du passif réglementaire correspondant de la Société au cours du deuxième trimestre de 2006. Si FortisAlberta avait comptabilisé ses activités réglementées selon la méthode du report variable en 2006, la Société aurait enregistré des actifs d'impôts futurs additionnels d'environ 56,3 millions \$ au 31 décembre 2006 et aurait constaté une charge d'impôts futurs additionnelle d'environ 17,7 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. Toutefois, la charge d'impôts futurs additionnelle n'aurait eu aucune incidence sur le bénéfice net puisque FortisAlberta aurait comptabilisé un actif réglementaire correspondant aux fins de récupération future à même les tarifs imposés à la clientèle.

**Avantages futurs des employés :** À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006, comme permis par l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007 approuvé par l'AEUB, FortisAlberta récupère à même les tarifs imposés à la clientèle les coûts des régimes d'avantages complémentaires de retraite et des régimes supplémentaires de retraite, en fonction des paiements au comptant versés. Tout écart entre la charge constatée selon les PCGR du Canada et la charge récupérée auprès de la clientèle dans les tarifs courants à l'égard des régimes d'avantages complémentaires de retraite et des régimes supplémentaires de retraite – la récupération ou le remboursement de cette dernière charge est prévu dans les tarifs futurs imposés à la clientèle – est assujéti au report. La modification dans la façon de récupérer les coûts des régimes d'avantages complémentaires de retraite et des régimes supplémentaires de retraite n'a eu aucune incidence sur le bénéfice de la Société en 2006.

## Prises de position comptables futures

**Résultat étendu, instruments financiers et couvertures :** De nouvelles normes comptables portant sur le résultat étendu, les instruments financiers (constatation, évaluation, présentation et informations à fournir) et les couvertures ont été publiées par l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») et s'appliquent à la Société pour l'exercice ouvert le 1<sup>er</sup> janvier 2007. Ces normes visent à harmoniser les PCGR du Canada avec les PCGR des États-Unis et les International Financial Reporting Standards.

La nouvelle norme générale sur le résultat étendu établit des règles d'information et de présentation concernant les autres éléments du résultat étendu. Le résultat étendu correspond à la variation des capitaux propres d'une entreprise au cours d'une période, découlant d'opérations et d'autres événements et circonstances sans rapport avec les propriétaires, notamment des écarts de change latents sur conversion, déduction faite des activités de couverture résultant des établissements étrangers autonomes, et des variations de la juste valeur de la composante efficace des instruments de couverture de flux de trésorerie. La Société s'attend à présenter un état du résultat étendu dès qu'elle aura adopté cette nouvelle norme.

Les normes sur les instruments financiers fournissent des critères de constatation et de présentation au bilan des instruments financiers et des critères d'évaluation des instruments financiers en fonction des classements prescrits. Les normes décrivent également la façon dont les instruments financiers doivent être évalués après une constatation initiale et la manière dont les gains et les pertes doivent être constatés. Tous les instruments financiers, y compris les instruments dérivés et les éléments dérivés incorporés dans un instrument financier ou un autre contrat mais qui ne sont pas considérés comme étroitement liés à l'instrument financier ou au contrat hôte, doivent initialement être constatés à la juste valeur. Le classement des instruments financiers détermine si ceux-ci doivent être évalués à la juste valeur ou au coût après amortissement à chaque date d'établissement du bilan et si les gains ou pertes qui en découlent doivent être passés en résultat ou inclus dans les autres éléments du résultat étendu. En fonction du classement prévu des actifs et passifs financiers de la Société, ces actifs et passifs financiers seraient constatés au coût après amortissement, lequel ne devrait pas être très différent de la valeur comptable de ces éléments. Selon les nouvelles normes, les frais financiers reportés ne sont plus constatés comme des charges reportées, et Fortis s'attend à constater des frais financiers reportés non amortis dans le solde de ses dettes. Ces frais doivent être amortis selon la méthode des intérêts effectifs plutôt que selon la méthode de l'amortissement linéaire. On ne prévoit pas que cette modification de méthodologie ait une incidence importante sur le bénéfice de la Société. Actuellement, la Société restreint l'utilisation d'instruments financiers dérivés autonomes et, par conséquent, elle ne s'attend pas à ce que la constatation des instruments dérivés à la juste valeur, dès l'adoption des nouvelles normes sur les instruments financiers, ait une incidence importante sur la Société. La Société achève l'évaluation de ses contrats afin de déceler les instruments dérivés incorporés, y compris les options de remboursement anticipé de dette, pour déterminer s'ils sont ou non considérés comme étroitement liés au contrat hôte et s'ils doivent être ou non constatés à la juste valeur.



La nouvelle norme sur les couvertures précise les critères d'application de la comptabilité de couverture, le mode d'application de la comptabilité de couverture selon les stratégies de couverture permises, et les informations à fournir. La Société s'attend à ce que ses trois swaps de taux d'intérêt existants continuent d'être admissibles à la comptabilité de couverture comme couvertures de flux de trésorerie d'après la nouvelle norme. Les gains ou les pertes découlant des swaps de taux d'intérêt seraient constatés dans les autres éléments du résultat étendu et reclassés dans le résultat net au cours des périodes où les résultats sont affectés par les versements d'intérêt à taux variable. Compte tenu de la nouvelle norme, la Société s'attend à ce que les gains ou pertes de change sur ses emprunts en dollars américains désignés comme couvertures du placement net libellé en dollars américains de la Société dans des établissements étrangers autonomes soient constatés dans les autres éléments du résultat étendu.

**Activités à tarifs réglementés :** Le Conseil des normes comptables (« CNC ») du Canada a récemment analysé les retombées de son projet sur les opérations relatives à des activités à tarifs réglementés inscrit dans son plan stratégique récemment adopté, et il a décidé que le projet, dans sa forme de départ, devrait être abandonné. Il a en outre décidé, sous réserve d'un exposé-sondage sur ses propositions, de ce qui suit : i) l'exemption provisoire prévue au chapitre 1100 du *Manuel de l'ICCA* (« Manuel ») qui dispense les entités assujetties à une réglementation tarifaire de l'exigence d'appliquer ce chapitre à la constatation et l'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation tarifaire devrait être supprimée; ii) les recommandations visant les opérations relatives à des activités à tarifs réglementés dans le chapitre 1600, « États financiers consolidés », le chapitre 3061, « Immobilisations corporelles », le chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfiques », et le chapitre 3475, « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités », devraient être retirées, et iii) la Note d'orientation concernant la comptabilité n° 19, *Entités assujetties à la réglementation des tarifs – informations à fournir*, devrait être conservée telle quelle. Le CNC a également précisé que l'utilisation du Statement of Financial Accounting Standards No. 71 des États-Unis, intitulé « Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation » (« FAS 71 »), comme autre source de PCGR du Canada, en l'absence de recommandations dans le *Manuel* au sujet de situations propres aux entreprises assujetties à la réglementation tarifaire, est conforme au chapitre 1100 lorsque les critères d'admissibilité du FAS 71 sont remplis.

La Société suit de près l'évolution de ces questions et en évalue actuellement l'incidence possible sur ses états financiers. À ce jour, aucun exposé-sondage portant sur ces décisions préliminaires n'a été publié.

## Instruments financiers

La valeur comptable des instruments financiers incluse dans l'actif et le passif à court terme aux bilans consolidés de Fortis se rapproche de leur juste valeur, ce qui reflète l'échéance à court terme et les conditions normales de crédit rattachées à ces instruments. La juste valeur de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition est fonction du prix courant d'instruments financiers assortis de modalités semblables. La juste valeur des actions privilégiées est établie selon les cours du marché. La juste valeur des swaps de taux d'intérêt reflète le montant estimatif que la Société aurait à 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 précis qui pourrait ne pas être pertinente aux fins de la prévision du bénéfice et des flux de trésorerie futurs de la Société.

La valeur comptable et la juste valeur de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition, des actions privilégiées et des swaps de taux d'intérêt de la Société aux 31 décembre étaient les suivantes.

Aux 31 décembre	2006 Valeur comptable	2006 Juste valeur	2005 Valeur comptable	2005 Juste valeur
<i>(en millions \$)</i>				
Dette à long terme et obligations liées				
aux contrats de location-acquisition	2 643,2	2 968,6	2 167,1	2 492,6
Actions privilégiées <sup>1)</sup>	442,0	483,9	319,5	369,1
Swaps de taux d'intérêt	–	(0,5)	–	(0,9)

<sup>1)</sup> Comprend les actions privilégiées classées à la fois comme capitaux propres et comme passifs à long terme.

## Estimations comptables critiques

La préparation des états financiers consolidés de la Société selon les PCGR du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs et la présentation d'actifs et de passifs éventuels à la date des états financiers, et sur les montants constatés des produits et des charges des périodes présentées. Les estimations sont fondées sur l'expérience historique, les conditions actuelles et diverses autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances. En raison de changements de faits et de circonstances et de l'incertitude inhérente à la formulation d'estimations, les résultats réels pourraient différer de manière importante des estimations actuelles. Les estimations sont révisées régulièrement et, lorsque des ajustements s'avèrent nécessaires, ils sont passés en résultat pour la période où ils sont confirmés. Les estimations comptables critiques de la Société sont décrites ci-après.

**Réglementation :** En général, les conventions comptables des services publics réglementés de la Société sont assujetties à examen et approbation par les organismes de réglementation respectifs. Ces conventions comptables peuvent différer de celles utilisées par des entités non assujetties à une réglementation tarifaire. Le moment où l'on procède à la constatation de certains actifs, passifs, produits et charges peut, en raison des exigences de la réglementation, différer de celui auquel on s'attendrait de la part d'entités non

assujetties à une réglementation tarifaire utilisant les PCGR du Canada. Les actifs et les passifs réglementaires découlent du processus d'établissement des tarifs des services publics réglementés et ont été comptabilisés en fonction d'ordonnances ou de décisions réglementaires antérieures, existantes ou futures prévues. Certaines estimations sont nécessaires, car les cadres réglementaires dans lesquels les services publics réglementés de la Société exercent leurs activités exigent souvent que des montants soient comptabilisés à leur valeur estimative jusqu'à ce qu'ils soient établis définitivement, conformément à des décisions réglementaires ou d'autres processus de réglementation. Le report des montants définitifs approuvés aux fins de report par les organismes de réglementation à titre d'actifs réglementaires et de passifs réglementaires et les périodes approuvées de récupération ou de règlement peuvent différer des attentes initiales. Tout ajustement par rapport aux estimations initiales est présenté dans les résultats de la période au cours de laquelle il est confirmé. Au 31 décembre 2006, Fortis a comptabilisé des actifs réglementaires à court et à long terme de 168,7 millions \$ (115,6 millions \$ au 31 décembre 2005) et des passifs réglementaires à court et à long terme de 365,3 millions \$ (387,1 millions \$ au 31 décembre 2005). La nature des actifs et des passifs réglementaires de la Société est décrite à la note 4 des états financiers consolidés annuels de 2006 de Fortis Inc.

**Amortissement des immobilisations :** En raison de sa nature même, l'amortissement est une estimation fondée principalement sur la durée de vie utile des actifs. L'estimation de durée 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 immobilisations de services publics et les biens productifs consolidés de la Société représentaient environ 74 % de l'ensemble de l'actif consolidé au 31 décembre 2006 (72 % au 31 décembre 2005). La dotation aux amortissements liée aux immobilisations s'est établie à 167,0 millions \$ en 2006 (147,2 millions \$ en 2005). En raison de la taille des immobilisations de la Société, les variations des taux d'amortissement peuvent avoir une incidence importante sur la dotation aux amortissements.

Dans le cadre du processus d'établissement des tarifs d'électricité des services publics réglementés de la Société, des taux d'amortissement appropriés sont approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Comme le prescrivent les organismes de réglementation, la dotation aux amortissements de FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power et Maritime Electric comprend un montant autorisé aux fins réglementaires à titre de provision pour coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, sur la durée de vie des actifs. Les coûts réels, déduction faite du produit de récupération, sont portés en réduction de cette provision lorsqu'ils sont engagés. Le cumul des coûts estimatifs est inclus dans la dotation aux amortissements et le solde de la provision est comptabilisé à titre de passif réglementaire à long terme. Les coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, sont estimés d'après les données historiques et les tendances futures en matière de coûts. Au 31 décembre 2006, le solde de ce passif réglementaire s'établissait à 306,5 millions \$ (280,9 millions \$ au 31 décembre 2005). Le montant des coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux provisionné et présenté dans la dotation aux amortissements en 2006 a été de 29,5 millions \$ (21,7 millions \$ en 2005).

Les périodes et les taux d'amortissement utilisés sont constamment révisés pour s'assurer qu'ils restent appropriés. De temps à autre, des tierces parties effectuent des études sur l'amortissement des biens des services publics réglementés. Selon les résultats de ces études, l'incidence de tout amortissement ou sous-amortissement attribuable à un écart entre les données réelles et les données prévues et incluses dans les taux d'amortissement antérieurs est habituellement reflétée dans les taux d'amortissement futurs et la dotation aux amortissements futurs, et les sommes correspondantes sont soit remboursées aux clients ou récupérées à même les tarifs imposés à la clientèle.

FortisBC a récemment achevé une étude d'amortissement portant sur la durée de vie utile estimative de ses immobilisations de services publics, laquelle recommande la hausse du taux d'amortissement mixte de la Société. L'Accord de règlement négocié pour 2006, approuvé par la BCUC, a entraîné une augmentation du taux d'amortissement mixte, qui est passé de 2,6 % à 3,2 % avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2006. Cette augmentation s'est traduite par une hausse de la dotation aux amortissements de la Société d'environ 4,6 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. L'incidence de l'augmentation du taux d'amortissement a été reflétée dans les tarifs imposés à la clientèle de FortisBC pour 2006 approuvés par la BCUC.

**Coûts indirects capitalisés :** Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario et Belize Electricity capitalisent leurs coûts indirects qui ne sont pas directement attribuables à des immobilisations précises mais qui ont trait à l'ensemble du programme de dépenses en immobilisations. Ces coûts indirects capitalisés (« CIC ») sont imputés aux immobilisations construites et amortis sur leur durée de vie utile estimative. Les organismes de réglementation respectifs déterminent la méthode utilisée pour calculer ces coûts indirects et les imputer aux différentes immobilisations de services publics. En 2006, les CIC ont totalisé 18,2 millions \$ (11,8 millions \$ en 2005). Toute modification de la méthode utilisée pour calculer les coûts indirects et les imputer aux immobilisations de services publics pourrait avoir une incidence importante sur le montant comptabilisé dans les charges d'exploitation et les immobilisations de services publics. FortisBC a récemment mené à terme une analyse de sa méthode d'imputation des CIC. Cette analyse concluait à la nécessité de modifier l'estimation des CIC. L'estimation modifiée calcule les CIC comme un pourcentage applicable à tous les coûts indirects de FortisBC, alors qu'auparavant, le pourcentage ne s'appliquait qu'à un groupe limité de coûts de FortisBC. L'Accord de règlement négocié pour 2006, approuvé par la BCUC, a entraîné une hausse du montant des CIC, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006, passant d'environ 9 % des charges d'exploitation et d'entretien brutes prévues pour 2005, approuvées par la BCUC, à 20 % des charges d'exploitation et d'entretien brutes prévues pour 2006, approuvées par la BCUC. L'incidence de cette modification de l'estimation s'est traduite par une diminution des charges d'exploitation d'environ 5,0 millions \$ comparativement à l'exercice précédent. L'incidence de la hausse du taux de capitalisation des coûts indirects a été reflétée dans les tarifs imposés à la clientèle de FortisBC pour 2006 approuvés par la BCUC.

**Évaluation de la moins-value 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 attribués aux actifs individuels acquis et aux passifs pris en charge liés aux acquisitions de sociétés. L'écart d'acquisition est comptabilisé à son coût initial moins tout amortissement antérieur et toute dépréciation. La Société doit effectuer un test annuel de dépréciation, ou elle doit en effectuer un si des événements ou des changements de circonstances indiquent que la juste valeur d'une unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable. En juillet de chaque année, la Société procède à l'examen de l'écart d'acquisition pour déceler une moins-value possible, selon les informations courantes et les évaluations de la juste valeur de marché des unités d'exploitation sous examen. La juste valeur de marché est établie selon des modèles financiers fondés sur la valeur actualisée nette et les hypothèses de la direction à l'égard de la rentabilité future des unités d'exploitation. Aucune provision pour moins-value n'a été requise pour l'écart d'acquisition de 661,3 millions \$ inscrit au bilan de la Société au 31 décembre 2006.

**Avantages sociaux futurs :** La charge au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'avantages complémentaires de retraite de la Société est assujettie aux estimations utilisées pour la détermination actuarielle de cette charge et les obligations connexes. Les principales hypothèses qu'utilise la direction pour déterminer la charge et les obligations au titre des régimes de retraite est le taux d'actualisation de l'obligation au titre des prestations constituées et le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes. Les autres hypothèses utilisées sont le taux moyen de hausse des salaires, la durée résidentielle moyenne d'activité des employés actifs et le taux de mortalité des employés et des retraités. À l'exception des hypothèses relatives au taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes et du taux moyen de hausse des salaires, les mêmes hypothèses ont été utilisées par la direction pour établir la charge et les obligations au titre des régimes d'avantages complémentaires de retraite. Des hypothèses ont aussi été établies au sujet de la tendance à la hausse du coût des soins de santé. FortisAlberta et Newfoundland Power comptabilisent la charge au titre des régimes d'avantages complémentaires de retraite selon la comptabilité de trésorerie. Par conséquent, les modifications apportées aux hypothèses n'ont pas d'incidence sur le bénéfice de ces filiales. Au 31 décembre 2006, la Société avait un actif au titre des prestations constituées consolidé de 102,0 millions \$ (97,2 millions \$ au 31 décembre 2005) et un passif au titre des prestations constituées consolidé de 63,7 millions \$ (53,6 millions \$ au 31 décembre 2005). En 2006, la Société a comptabilisé une charge nette au titre des prestations constituées consolidée de 19,7 millions \$ (16,2 millions \$ en 2005).

Le tableau qui suit reflète les sensibilités liées à une augmentation de 0,5 % et à une diminution de 0,5 % du taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes et du taux d'actualisation sur la charge nette au titre des prestations et l'actif et le passif au titre des prestations constituées de 2006 dans les états financiers consolidés de la Société de même que l'incidence sur l'obligation au titre des prestations. L'analyse de sensibilité s'applique principalement aux services publics réglementés au Canada de la Société.

#### Analyse de sensibilité à une variation du taux de rendement des actifs des régimes et du taux d'actualisation

Exercice terminé le 31 décembre 2006

	Charge nette au titre des prestations constituées	Actif au titre des prestations constituées	Passif au titre des prestations constituées	Obligation au titre des prestations constituées
<i>(en millions \$)</i>				
Incidence d'une augmentation hypothétique du taux de rendement de 0,5 %	(1,7)	1,5	(0,2)	–
Incidence d'une diminution supposée du taux de rendement de 0,5 %	1,7	(1,5)	0,2	–
Incidence d'une augmentation hypothétique du taux d'actualisation de 0,5 %	(2,7)	1,8	(0,9)	(33,5)
Incidence d'une diminution supposée du taux d'actualisation de 0,5 %	3,0	(2,0)	1,0	37,1

**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 des estimations raisonnables à l'égard du mode et de la date de règlement des coûts de mise hors service de ces immobilisations qui comportent des obligations juridiques. Bien que la Société ait des obligations relativement à la mise hors service d'immobilisations liées à des centrales hydroélectriques, à des installations d'interconnexion, à des contrats d'approvisionnement en énergie de gros, au retrait du droit de passage de certains actifs du réseau de distribution à la fin de sa durée de vie et à la remise en état de certains terrains loués, aucun montant n'était comptabilisé aux 31 décembre 2006 et 2005. La nature, le montant et le moment de ces coûts liés à la remise en état de terrains et de l'enlèvement d'actifs ne peuvent faire l'objet d'une estimation raisonnable à l'heure actuelle puisqu'il est normalement prévu que les centrales hydroélectriques seront en exploitation à perpétuité en raison de la nature de leurs activités. Il est normalement prévu que les licences, les permis, les ententes d'interconnexion et les contrats d'approvisionnement en énergie de gros seront renouvelés ou prolongés pour une période indéfinie afin de maintenir l'intégrité des actifs et d'assurer l'approvisionnement continu d'électricité aux clients, et il est normalement prévu que le bail de location de terrains de Maritime Electric sera renouvelé indéfiniment. S'il arrivait que des problèmes environnementaux soient relevés, les centrales hydroélectriques seraient déclassées ou les licences, permis, ententes et baux applicables seraient résiliés et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations seraient comptabilisées à ce moment, à la condition que les coûts puissent faire l'objet d'une estimation raisonnable.



**Constatation des produits :** Tous les services publics de la Société, à l'exception de Belize Electricity, constatent les produits tirés des ventes d'électricité selon la comptabilité d'exercice. Comme l'exige la PUC, Belize Electricity constate les produits tirés des ventes d'électricité sur facturation. Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2006, Newfoundland Power constatait aussi sur facturation les produits tirés des ventes d'électricité. À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006, de façon prospective, Newfoundland Power a adopté la comptabilité d'exercice pour constater les produits, comme approuvé par le PUB. La constatation des produits selon la comptabilité d'exercice nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses. Les factures des clients sont envoyées tout au long du mois et établies, selon la lecture des compteurs, d'après la consommation d'électricité du client depuis la dernière lecture. Le total des produits non facturés pour la période correspond aux ventes d'électricité estimatives aux clients pendant la période depuis la dernière lecture du compteur, calculées aux tarifs approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Le calcul des ventes d'électricité estimatives exige une analyse de la consommation d'électricité historique par rapport à des facteurs clés comme le prix courant de l'électricité, la croissance de la population, l'activité économique, les conditions climatiques et les pertes du réseau. Le processus d'estimation de la consommation d'électricité non facturée entraînera des ajustements des produits tirés des ventes d'électricité pour les périodes où ces ajustements sont confirmés du fait que les résultats réels diffèrent des estimations. Au 31 décembre 2006, les produits non facturés comptabilisés dans les débiteurs totalisaient environ 131,8 millions \$ (99,5 millions \$ au 31 décembre 2005) sur des produits d'exploitation consolidés annuels de 1,46 milliard \$ (1,43 milliard \$ en 2005).

**Éventualités :** Fortis est partie à un nombre de litiges et d'actions en justice dans le cours normal des affaires. La nature des passifs éventuels importants de la Société est décrite ci-dessous.

#### Maritime Electric

En avril 2006, l'Agence du revenu du Canada (« ARC ») a émis à l'intention de Maritime Electric de nouvelles cotisations visant les années d'imposition 1997 à 2004. Les nouvelles cotisations visent le traitement fiscal de la société, notamment le calendrier des déductions de la société, pour ce qui a trait aux éléments suivants : i) le MACÉ pour les années d'imposition 2001 à 2004, ii) des ajustements liés aux rabais consentis aux clients pour les années d'imposition 2001 à 2003, et iii) le versement par la société d'environ 6 millions \$ le 2 janvier 2001 en rapport avec un règlement négocié avec Énergie NB relativement à la dépréciation de 450 millions \$ de la centrale nucléaire Pointe Lepreau, en 1998. Maritime Electric juge avoir présenté sa situation fiscale de manière appropriée, à tous les égards, relativement aux nouvelles cotisations et elle a présenté un avis d'opposition au chef des appels de l'ARC. Advenant que la société ne réussisse pas à contester avec succès tous les éléments de la nouvelle cotisation, Maritime Electric pourrait devoir verser environ 12,1 millions \$ au titre de l'impôt et des intérêts courus. Au 31 décembre 2006, Maritime Electric a constitué, aux postes des impôts exigibles et futurs à payer, une provision d'environ 11,6 millions \$ et, par conséquent, un passif additionnel de 0,5 million \$ en résulterait. Dans ce cas, la société demanderait à l'IRAC d'inclure ce montant dans le processus réglementaire d'établissement des tarifs. Les dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) exigent que la société dépose auprès de l'ARC la moitié du montant de la cotisation faisant l'objet de l'opposition, et la société a donc fait un dépôt de 5,9 millions \$ auprès de l'ARC le 29 juin 2006.

#### FortisAlberta

Le 24 mars 2006, Sa Majesté la Reine du Chef de la province de l'Alberta (la « Couronne ») a déposé une déclaration contre FortisAlberta auprès de la Cour d'appel de l'Alberta, dans le district judiciaire d'Edmonton. La Couronne prétend que la société est responsable d'un incendie survenu en octobre 2003 dans une région de la province de l'Alberta connue sous le nom de « Poll Haven Community Pasture ». La Couronne demande environ 2,7 millions \$ en rapport avec les coûts de lutte contre l'incendie et d'extinction de l'incendie, et environ 2,4 millions \$ pour pertes de bois d'œuvre, ainsi que des intérêts et d'autres frais. FortisAlberta et la Couronne ont échangé plusieurs rapports d'enquête et rapports d'experts. Les preuves de faits et les opinions d'experts reçues jusqu'à maintenant portent la direction à croire que FortisAlberta n'est pas responsable de la cause de l'incendie ni des dommages. Cependant, en raison du caractère préliminaire de la procédure, FortisAlberta n'a pas fait d'évaluation définitive de la responsabilité possible liée à la réclamation. Aucun montant n'a donc été cumulé dans les états financiers consolidés.

#### FortisBC

Le Ministry of Forests de la Colombie-Britannique (le « ministère ») a allégué des manquements au Code d'exploitation forestière et de la négligence à l'égard d'un incendie près du lac Vaseux et a déposé et signifié un bref et une déclaration contre FortisBC. La société est présentement en communication avec le ministère et ses assureurs. En outre, FortisBC s'est vu signifier deux brefs et déclarations par des propriétaires fonciers privés en rapport avec cette même affaire. Le résultat ne peut être raisonnablement établi et évalué pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été cumulé dans les états financiers consolidés.

Le 5 janvier 2006, FortisBC s'est vu signifier un bref et une déclaration déposés auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique en vertu de la *Loi sur les recours collectifs de 1995* (Colombie-Britannique), au nom de l'ensemble des clients présents et passés de FortisBC et qui se sont vu facturer des pénalités de retard par FortisBC ou lui en ont versé, en tout temps entre le 1<sup>er</sup> avril 1981 et la date de tout jugement relatif à cette action. 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* (Canada) et, du fait que le taux annuel effectif de cet intérêt dépasse 60 %, qu'il est contraire à la loi et nul. Ce recours collectif vise à obtenir des dommages intérêts et le remboursement de tous les escomptes de paiement rapide qui ont été ainsi confisqués. Le 13 décembre 2006, la demande visant la reconnaissance

officielle de l'action à titre de recours collectif a été entendue en Cour suprême de la Colombie-Britannique. Dans une décision rendue le 11 janvier 2007, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a rejeté la demande visant la reconnaissance officielle de l'action comme recours collectif. Le demandeur a interjeté appel de la décision auprès de la Cour d'appel de la Colombie-Britannique. Le résultat final ne peut être raisonnablement établi et évalué pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été cumulé dans les états financiers consolidés.

## FortisUS Energy

Des poursuites judiciaires ont été intentées contre FortisUS Energy par le Village of Philadelphia (le « Village »), dans l'État de New York. Le Village alléguait que FortisUS Energy devrait honorer une série de paiements courants et futurs, totalisant environ 7,1 millions \$ US (8,0 millions \$ CA), prévus par une entente entre le Village et un ancien propriétaire de la centrale, située dans la municipalité du Village of Philadelphia, et maintenant détenue par FortisUS Energy. La First American Title Insurance Company conteste la poursuite au nom de FortisUS Energy. Un mémoire de décision et une ordonnance ont été déposés par la Cour suprême du Jefferson County de l'État de New York, le 21 décembre 2006, accordant un jugement sommaire à FortisUS Energy par le rejet de l'action par le Village. Toutefois, le Village a déposé un avis d'appel en janvier 2007. La direction est d'avis que l'appel ne sera pas accueilli et, par conséquent, aucune provision n'a été prévue dans les états financiers consolidés.

## Principales informations financières annuelles

Le tableau suivant énonce les informations financières annuelles vérifiées pour les exercices terminés les 31 décembre 2006, 2005 et 2004. Les informations financières ont été dressées selon les PCGR du Canada et comme l'exigent les organismes de réglementation des services publics. Le moment choisi pour la constatation de certains actifs, passifs, produits et 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.

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2006	2005	2004
Produits et quote-part du bénéfice d'un placement <sup>1)</sup>	1 471,7	1 441,5	1 146,1
Bénéfice net	148,8	137,1	90,9
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	147,2	137,1	90,9
Total de l'actif	5 447,4 <sup>2)</sup>	4 597,1 <sup>2)</sup>	3 938,0
Dettes à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (déduction faite de la tranche échéant à moins d'un an)	2 558,5	2 135,7	1 904,4
Actions privilégiées <sup>3)</sup>	442,0	319,5	319,5
Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires	1 275,6	1 213,4	1 000,1
Résultat par action ordinaire	1,42	1,35	1,07
Résultat dilué par action ordinaire	1,37	1,24	1,01
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,70	0,61	0,55
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang de série C	1,3625	1,3625	1,3625
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang de série D	–	0,03 <sup>4)</sup>	0,1706 <sup>5)</sup>
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang de série E	1,2250	1,2250	0,7733 <sup>5)</sup>
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang de série F <sup>6)</sup>	0,5211	–	–

<sup>1)</sup> Les produits reflètent les valeurs ajustées en fonction du climat relativement au compte de normalisation des effets climatiques de Newfoundland Power.

<sup>2)</sup> Au 31 décembre 2006, la provision réglementaire pour coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux de FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power et Maritime Electric a été transférée de l'amortissement cumulé aux passifs réglementaires à long terme, et les données correspondantes de 2005 ont été retraitées. Cette modification de la présentation s'est traduite par une augmentation du total de l'actif de 306,5 millions \$ (280,9 millions \$ en 2005) et une augmentation des passifs réglementaires à long terme de 306,5 millions \$ (280,9 millions \$ en 2005).

<sup>3)</sup> Comprend les actions privilégiées classées à la fois comme capitaux propres et comme dettes à long terme.

<sup>4)</sup> Les actions privilégiées de premier rang de série D ont été rachetées en septembre 2005.

<sup>5)</sup> Les actions privilégiées de premier rang de série D et les actions privilégiées de premier rang de série E ont été émises à divers moments en 2004, par suite de la conversion des bons de souscription dans le cadre de l'émission des unités privilégiées de premier rang en janvier 2004.

<sup>6)</sup> 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série F ont été émises le 28 septembre 2006 à 25,00 \$ l'action pour un produit net après impôts de 122,5 millions \$ et donnent le droit à des dividendes cumulatifs de 1,2250 \$ par année.

**2006–2005** – Les produits, incluant la quote-part du bénéfice d'un placement, ont augmenté de 2,1 % par rapport à 2005. Toutefois, les produits de FortisAlberta de l'exercice précédent comprenaient environ 19,7 millions \$ en grande partie liés au règlement de questions fiscales ayant trait à des exercices antérieurs et à la finalisation des montants liés au règlement de la charge et des ajustements de facturation. L'augmentation des produits résulte surtout de la croissance des ventes d'électricité de FortisAlberta et de FortisBC, de la hausse des tarifs d'électricité de FortisBC et de Belize Electricity et de l'apport de quatre mois de produits de Fortis Turks and Caicos, en partie contrebalancés par la baisse des prix moyens de l'énergie de gros en Ontario. La quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities a reculé de 1,7 million \$ par rapport à l'exercice précédent. Toutefois, la quote-part du bénéfice de l'exercice précédent comprenait un ajustement positif de 1,1 million \$ lié à la modification de la convention appliquée par Caribbean Utilities pour comptabiliser les produits non facturés. Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a crû de 7,4 %. Toutefois, le bénéfice de l'exercice précédent comprenait le gain de 7,9 millions \$ après impôts tiré du Règlement de l'Ontario. La croissance du bénéfice a principalement découlé de la forte croissance des ventes d'électricité de FortisAlberta et de FortisBC, de la baisse des impôts sur les bénéfices des sociétés de FortisAlberta, de l'amélioration de la production hydroélectrique non réglementée au Belize, de la croissance du bénéfice de Fortis Properties, de la hausse globale de 11 % des tarifs d'électricité de Belize Electricity avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2005 ainsi que de l'apport de quatre mois de produits de Fortis Turks and Caicos. L'augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse des prix moyens de l'énergie de gros en Ontario et par la hausse des charges du siège social. La croissance du total de l'actif et la hausse de la dette à long terme sont principalement liées aux importants programmes de dépenses en immobilisations de FortisAlberta et de FortisBC, à l'acquisition d'une participation additionnelle de 16 % dans Caribbean Utilities, à la prise en charge d'une dette à long terme à la consolidation de la participation conférant le contrôle de la Société dans Caribbean Utilities, et à l'acquisition de Fortis Turks and Caicos et de quatre hôtels dans l'Ouest canadien et à la prise en charge de la dette à long terme connexe. La Société a aussi émis des actions privilégiées d'un capital de 122,5 millions \$ en 2006 pour financer, en partie, l'acquisition récente de Fortis Turks and Caicos et financer des injections de capitaux propres dans FortisAlberta et dans FortisBC afin de soutenir leurs importants programmes d'immobilisations.

**2005–2004** – Les produits, incluant la quote-part du bénéfice d'un placement, et le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires ont progressé en 2005 respectivement de 25,8 % et 50,8 % par rapport à 2004. Un exercice complet d'exploitation pour FortisAlberta et FortisBC, la hausse des prix moyens de l'énergie de gros en Ontario, la croissance des ventes ou l'augmentation 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<sup>er</sup> février 2005 ont été les principales raisons de la progression des produits. La quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities s'est accrue de 10,6 millions \$ par rapport à 2004, en raison principalement de la reprise des activités après l'ouragan Ivan et de la constatation en 2005 de l'incidence de la modification d'une convention utilisée pour comptabiliser les produits non facturés. L'augmentation du bénéfice en 2005 était attribuable à un exercice complet d'apports de FortisAlberta et de FortisBC au bénéfice, à la hausse des prix moyens de l'énergie de gros en Ontario, à une quote-part du bénéfice supérieure de Caribbean Utilities et au gain de 7,9 millions \$ après impôts tiré du Règlement de l'Ontario. Cette augmentation a été en partie compensée par la hausse des charges financières de la Société du fait de 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'en 2004. 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.

Le ratio de distribution de la Société a été de 47,2 % en 2006, contre 43,7 % en 2005. En septembre 2006, Fortis a fait passer de 16 cents à 19 cents les dividendes trimestriels sur les actions ordinaires, à compter du dividende payable le 1<sup>er</sup> décembre 2006.

Le 8 février 2007, Fortis a annoncé que son conseil d'administration avait déclaré une augmentation de 10,5 % du dividende trimestriel sur action ordinaire, faisant passer le dividende de 19 cents par action ordinaire à 21 cents par action ordinaire à compter du dividende du deuxième trimestre payable le 1<sup>er</sup> juin 2007.



## Résultats trimestriels

Le tableau suivant présente l'information trimestrielle non vérifiée pour chacun des huit derniers trimestres de la période du 31 mars 2005 au 31 décembre 2006. Cette information est tirée des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de la Société qui, selon l'avis de la direction, ont été dressés selon les PCGR du Canada et comme l'exigent les autorités de réglementation des services publics. Le moment choisi pour la constatation de certains actifs, passifs, produits et 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.

### Sommaire des résultats trimestriels

(non vérifié)

Trimestres terminés les	Produits et	Bénéfice net	Bénéfice par action ordinaire	
	quote-part du bénéfice d'un placement (en milliers \$)	attribuable aux actions ordinaires (en milliers \$)	De base (\$)	Dilué (\$)
31 décembre 2006	393 111	33 886	0,33	0,32
30 septembre 2006	341 947	38 750	0,37	0,36
30 juin 2006	345 851	37 946	0,37	0,35
31 mars 2006	390 827	36 605	0,35	0,34
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

Un résumé des huit derniers trimestres reflète l'expansion continue de la Société ainsi que le caractère saisonnier associé à ses activités. Les résultats intermédiaires varient en raison de la nature saisonnière de la demande d'électricité et des débits d'eau, ainsi qu'en fonction de l'échéancier et de l'application des décisions des organismes de réglementation. Compte tenu de la diversité des filiales, le caractère saisonnier peut varier. La filiale Fortis Properties, qui n'œuvre pas dans le domaine des services publics, obtient habituellement ses meilleurs produits d'exploitation aux deuxième et troisième trimestres. À compter du 1<sup>er</sup> février 2005, l'acquisition de trois hôtels Greenwood Inn a eu une incidence sur les résultats financiers. Également, la comparabilité du bénéfice et des produits trimestriels de 2006 et de 2005 a été quelque peu touchée par le déplacement des produits constatés chez Newfoundland Power, conséquence du passage de la méthode fondée sur la facturation à la comptabilité d'exercice pour la comptabilisation des produits. L'augmentation de chaque bénéfice trimestriel comparé, à l'exception de celui des trimestres comparés terminés les 31 mars 2006 et 2005 et des trimestres comparés terminés les 30 juin 2006 et 2005, est attribuable tant à la stratégie d'acquisitions de la Société qu'à l'amélioration des produits d'exploitation de la majorité des filiales. Les résultats pour le premier trimestre terminé le 31 mars 2005 comprenaient le gain lié au Règlement de l'Ontario de 7,9 millions \$ après impôts. Les produits et la quote-part du bénéfice d'un placement ainsi que le bénéfice ont été plus élevés au deuxième trimestre terminé le 30 juin 2005 par rapport au trimestre correspondant en 2006, principalement en raison d'un ajustement après impôts positif de 7,0 millions \$ du bénéfice de FortisAlberta, en grande partie attribuable à la résolution de questions fiscales d'années d'imposition antérieures.

**Décembre 2006 / Décembre 2005** – Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a été de 33,9 millions \$, ou de 0,33 \$ l'action ordinaire, au quatrième trimestre de 2006, comparativement au bénéfice de 22,3 millions \$, ou de 0,22 \$ l'action ordinaire, au quatrième trimestre de 2005. La hausse du bénéfice est essentiellement attribuable à Newfoundland Power, en raison du passage à la comptabilité d'exercice pour la comptabilisation des produits de la société, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006, de la hausse du bénéfice de FortisAlberta et des contributions de Fortis Turks and Caicos, acquise le 28 août 2006, en partie contrebalancée par l'incidence de la réduction des prix de vente moyens de l'énergie de gros en Ontario et de l'augmentation des charges du siège social. La modification de la convention de comptabilisation des produits n'a eu aucune incidence importante sur le bénéfice annuel de Newfoundland Power.

**Septembre 2006 / Septembre 2005** – Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a été de 38,8 millions \$, ou 0,37 \$ l'action ordinaire, au troisième trimestre de 2006, par rapport à un bénéfice de 37,4 millions \$, ou 0,36 \$ l'action ordinaire, au troisième trimestre de 2005. En excluant, au troisième trimestre de 2005, la tranche de 1,6 million \$ du bénéfice liée au règlement favorable d'un redressement fiscal à l'égard des bénéfices de FortisOntario, le bénéfice a été de 3,0 millions \$ plus élevé qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La hausse est en grande partie attribuable à l'accroissement de la production hydroélectrique non réglementée au Belize, à la baisse des impôts sur les bénéfices de FortisAlberta, à la hausse des tarifs d'électricité de FortisBC, à la croissance du bénéfice de Fortis Properties, à la hausse du bénéfice tiré des services publics dans les Caraïbes, attribuable, notamment, à la récente acquisition de Fortis Turks and Caicos et à la hausse des tarifs d'électricité de FortisOntario. La progression du bénéfice trimestriel a été en partie contrebalancée par la hausse des charges du siège social et par la réduction des prix de vente moyens de l'énergie de gros en Ontario. Les charges du siège social pour le troisième trimestre de 2005 ont été réduites par un gain de change latent de 3,8 millions \$ (3,1 millions \$ après impôts) associé à la dette non couverte libellée en dollars américains.

**Juin 2006 / Juin 2005** – Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a été de 37,9 millions \$, ou 0,37 \$ l'action ordinaire, au deuxième trimestre de 2006, par rapport à un bénéfice de 38,2 millions \$, ou 0,37 \$ l'action ordinaire, au deuxième trimestre de 2005. Le bénéfice au deuxième trimestre de 2005 comprenait un ajustement après impôts positif de 7,0 millions \$ du bénéfice de FortisAlberta, découlant en grande partie de la résolution de questions fiscales d'années d'imposition antérieures, qui a eu une incidence positive sur les produits. Le bénéfice au deuxième trimestre de 2005 comprenait également un ajustement positif de 1,1 million \$ de la quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities. Cet ajustement était lié à une modification de la convention de comptabilisation des revenus non facturés. Lorsqu'on exclut ces éléments, le bénéfice de la Société a été de 7,8 millions \$ plus élevé au deuxième trimestre de 2006 qu'au deuxième trimestre de l'exercice 2005. La hausse est attribuable à la baisse des impôts sur les bénéfices des sociétés en grande partie pour FortisAlberta, à l'amélioration de la production hydroélectrique non réglementée au Belize, à un bénéfice plus élevé pour Fortis Properties et à un gain de change latent à la conversion d'une dette à long terme de la Société libellée en dollars américains. La hausse a été en partie contrebalancée par la baisse du bénéfice de Newfoundland Power associée au déplacement d'une partie des produits de la première moitié de l'exercice 2006 vers la deuxième moitié de l'exercice 2006, du fait de l'adoption de la comptabilité d'exercice à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006 et de l'incidence de la comptabilisation des effets cumulés des accords de règlement négocié approuvés par les autorités de réglementation au deuxième trimestre de 2006 pour FortisAlberta et FortisBC.

**Mars 2006 / Mars 2005** – Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a été de 36,6 millions \$, ou 0,35 \$ l'action ordinaire, au premier trimestre de 2006 par rapport à un bénéfice de 39,2 millions \$, ou 0,40 \$ l'action ordinaire, au premier trimestre de 2005. Le bénéfice du premier trimestre de 2005 comprenait un gain de 7,9 millions \$ après impôts lié au Règlement de l'Ontario. Lorsqu'on exclut le Règlement de l'Ontario en 2005, le bénéfice augmente par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait surtout de la hausse du bénéfice pour FortisBC et FortisAlberta et de la hausse de la production hydroélectrique non réglementée au Belize. La hausse du bénéfice est également attribuable à la majoration générale de 11 % des taux d'électricité, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2005, et à la hausse des ventes d'électricité pour Belize Electricity. Une baisse prévue du bénéfice de Newfoundland Power par suite de la modification de la convention de comptabilisation des produits de la société, une baisse de la quote-part du bénéfice de Caribbean Utilities, due en partie à la hausse des coûts du combustible, et l'effet de la baisse des prix de vente moyens de l'énergie de gros en Ontario ont annulé en partie la hausse du bénéfice. Le bénéfice par action ordinaire pour le premier trimestre de 2006 a été touché par la dilution créée par l'émission d'actions ordinaires de 130 millions \$ le 1<sup>er</sup> mars 2005.

## Évaluation de la direction des contrôles et procédures de communication de l'information et des contrôles internes à l'égard de l'information financière

### Contrôles et procédures de communication de l'information

Le président-directeur général et le vice-président, Finances et directeur des finances de Fortis, de concert avec la direction, ont établi et maintenu des contrôles et procédures de communication de l'information de la Société afin de fournir l'assurance raisonnable que l'information importante relative à la Société leur est communiquée en temps opportun, en particulier pendant la période où les documents annuels sont établis. Le président-directeur général et le vice-président, Finances et directeur des finances, de concert avec la direction, ont évalué l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information de la Société au 31 décembre 2006 et, selon cette évaluation, ont conclu que ces contrôles et procédures sont efficaces pour fournir cette assurance raisonnable.

### Contrôles internes à l'égard de l'information financière

Le président-directeur général et le vice-président, Finances et directeur des finances de Fortis, de concert avec la direction, sont aussi chargés de la conception des contrôles internes à l'égard de l'information financière au sein de la Société afin de fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers destinés à un usage externe ont été dressés selon les PCGR du Canada. Le président-directeur général et le vice-président, Finances et directeur des finances de Fortis, de concert avec la direction, ont évalué la conception des contrôles internes à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2006 et, selon cette évaluation, ont conclu que la conception des contrôles est efficace pour fournir cette assurance raisonnable.

Il n'y a eu aucune modification des contrôles internes à l'égard de l'information financière de la Société au cours du quatrième trimestre de 2006 qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'elle aura une incidence importante sur les contrôles internes à l'égard de l'information financière de la Société.

## Acquisitions récentes

Le 28 août 2006, par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive, Fortis a acheté toutes les actions émises et en circulation de Fortis Turks and Caicos pour une contrepartie totale d'environ 97,7 millions \$ (87,8 millions \$ US). Le 1<sup>er</sup> novembre 2006, Fortis Properties, filiale en propriété exclusive de Fortis, a acquis quatre hôtels situés en Alberta et en Colombie-Britannique pour une contrepartie totalisant environ 52 millions \$. La direction de Fortis participe à la gestion financière des entités acquises pour ce qui est du développement de systèmes de contrôles internes appropriés à l'exploitation d'une filiale ou d'une division d'une société ouverte puisque ces activités étaient auparavant exercées par une société fermée. Fortis prévoit que ces systèmes de contrôles internes seront mis en œuvre en 2007. La direction prévoit que la probabilité qu'une inexactitude importante se produise en raison d'une lacune des contrôles exercés sur les activités de ces entités acquises est faible en raison de la nature et de la taille relative de ces entités.

Le 7 novembre 2006, Fortis a acquis une participation additionnelle de 16 % dans Caribbean Utilities et détient maintenant une participation conférant le contrôle d'environ 54 % dans la société. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (TSX : CUP.U) dont l'exercice se termine le 30 avril. Le président-directeur général et le vice-président, Finances et directeur des finances de Caribbean Utilities ont évalué l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information et ont conclu, avec une assurance raisonnable, que les contrôles et procédures de communication de l'information de Caribbean Utilities étaient efficaces et appropriés pour l'exercice de la société terminé le 30 avril 2006.

## Événements postérieurs à la date du bilan

Le 3 janvier 2007, Fortis Alberta a clôturé un placement de débentures non garanties de premier rang de 110 millions \$. Les débentures portent intérêt au taux de 4,99 %, les intérêts devant être versés semestriellement, et viennent à échéance le 3 janvier 2047. Le produit du placement a été affecté au remboursement d'une dette existante contractée en vertu de la facilité de crédit non garantie consentie de la société, essentiellement contractée à des fins de financement des dépenses en immobilisations et à des fins générales du siège social.

Le 18 janvier 2007, Fortis a émis 5 170 000 actions ordinaires à 29,00 \$ l'action ordinaire. Cette émission d'actions ordinaires a dégagé un produit brut de 149,9 millions \$, ou environ 145,6 millions \$ déduction faite des frais après impôts. Le produit net du placement a été affecté au remboursement d'une dette contractée aux fins d'acquisitions récentes, au soutien aux programmes de dépenses en immobilisations des services publics réglementés de la Société dans l'Ouest canadien et à des fins générales du siège social.

Le 8 février 2007, Fortis a annoncé que son conseil d'administration avait déclaré une augmentation de 10,5 % du dividende trimestriel sur actions ordinaires, portant le dividende de 19 cents l'action ordinaire à 21 cents l'action ordinaire à compter du paiement de dividendes du deuxième trimestre le 1<sup>er</sup> juin 2007 aux actionnaires inscrits le 4 mai 2007.

Le 26 février 2007, Fortis a conclu une entente (l'« entente d'acquisition ») avec 321 1953 Nova Scotia Company et Kinder Morgan, Inc. (« Kinder Morgan ») (NYSE : KMI), société américaine de transport, de stockage et de distribution d'énergie dont le siège social est situé à Houston, au Texas, visant l'acquisition (« l'acquisition ») de la totalité des actions émises et en circulation de Terasen Inc. pour une contrepartie totalisant 3,7 milliards \$, y compris la prise en charge de la dette consolidée d'environ 2,3 milliards \$ de Terasen Inc. Terasen Inc. est une société de portefeuille dont le siège social est situé à Vancouver, en Colombie-Britannique, qui exerce des activités dans deux principaux secteurs d'activité, soit la distribution de gaz naturel et le transport de pétrole. Avant la clôture de l'acquisition, Kinder Morgan exigera la cession, par Terasen Inc., de ses activités de transport de pétrole. La clôture de l'acquisition, qui devrait avoir lieu au milieu de 2007, est assujettie à la réception des approbations réglementaires et autres nécessaires, y compris celle de la BCUC, ainsi qu'au respect de certaines conditions de clôture. Dans le cadre de l'entente d'acquisition, Kinder Morgan ou Fortis peut choisir de résilier l'entente d'acquisition si l'acquisition n'est pas finalisée avant le 30 novembre 2007.

Pour financer une tranche de l'acquisition, Fortis a conclu une entente, le 27 février 2007, avec Marchés mondiaux CIBC Inc., Scotia Capitaux Inc., Valeurs Mobilières TD Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., Financière Banque Nationale Inc., La Corporation Canaccord Capital, Valeurs mobilières Beacon Ltée et Valeurs Mobilières HSBC (Canada) Inc. (collectivement, les « preneurs fermes »), en vertu de laquelle les preneurs fermes ont convenu d'acquiescer auprès de Fortis et de vendre au public 38 500 000 reçus de souscription de la Société pour un prix d'acquisition de 26,00 \$ le reçu de souscription. Les preneurs fermes ont aussi obtenu une option en cas d'attributions excédentaires visant l'acquisition, le cas échéant, d'au plus 5 775 000 reçus de souscription additionnels au prix d'acquisition de 26,00 \$ le reçu de souscription, en tout temps jusqu'à 30 jours suivant la clôture du placement de reçus de souscription. Le produit brut de la vente de reçus de souscription de 1 001 000 000 \$ (1 151 150 000 \$ si l'option en cas d'attributions excédentaires est exercée en totalité) sera détenu par un agent de blocage jusqu'à la réception, entre autres éléments, de la totalité des approbations réglementaires et gouvernementales nécessaires à la finalisation de l'acquisition ou jusqu'à ce que toutes les autres conditions subsistantes préalables à la clôture de l'acquisition (collectivement, les « conditions de déblocage ») soient respectées ou fassent l'objet d'une renonciation. Chaque reçu de souscription confèrera au détenteur le droit de recevoir, sous réserve du respect des conditions de déblocage, et sans contrepartie additionnelle, une action ordinaire de Fortis et un paiement au comptant égal aux dividendes déclarés sur les actions ordinaires de Fortis aux actionnaires inscrits au cours de la période à compter de la clôture du placement de reçus de souscription jusqu'à la date d'émission des actions ordinaires relatives aux reçus de souscription. Dans l'éventualité où les conditions de déblocage ne sont pas respectées au 30 novembre 2007, ou si l'entente d'acquisition est résiliée avant cette date, les détenteurs de reçus de souscription auront le droit de recevoir un montant égal au total



du prix de souscription majoré de leur quote-part des intérêts gagnés ou des produits générés sur ce montant. Le 15 mars 2007, la clôture du placement de reçus de souscription a eu lieu et les preneurs fermes ont exercé l'option en cas d'attributions excédentaires. Par conséquent, un montant de 1 151 150 000 \$ a été bloqué.

Fortis a aussi obtenu de la Banque Canadienne Impériale de Commerce des facilités de crédit à terme consenties non renouvelables totalisant 1,425 milliard \$ en faveur de Fortis pour le financement, si nécessaire, du total du prix d'acquisition au comptant de l'acquisition. Le produit net tiré du placement de reçus de souscription et les fonds disponibles sur les facilités de crédit d'acquisition seront affectés au financement de la tranche au comptant du prix d'acquisition.

## Perspectives

L'exploitation des services publics réglementés de la Société se caractérise par de grands besoins de capitaux, et Fortis prévoit que ses dépenses en immobilisations de services publics d'électricité, soit plus de 2,6 milliards \$, au cours des cinq prochains exercices, seront en majeure partie affectées à FortisAlberta et à FortisBC. Les dépenses en immobilisations de services publics brutes consolidées pour l'exercice 2007, excluant Terasen, devraient dépasser 600 millions \$, dont des tranches d'environ 256 millions \$ et 139 millions \$ devraient être affectées respectivement à FortisAlberta et FortisBC. Les dépenses en immobilisations liées aux biens productifs devraient atteindre environ 13 millions \$ en 2007. FortisAlberta pourrait connaître une pression pour hausser ses dépenses en immobilisations futures du fait de la croissance économique vigoureuse qui devrait se maintenir en Alberta, stimulée par la croissance de l'industrie pétrolière et gazière dans cette province.

La croissance interne du bénéfice de Fortis sera activée par un investissement important dans l'infrastructure des services publics réglementés de l'Ouest canadien et celle des services publics réglementés et non réglementés dans les Caraïbes.

Au cours des prochains trimestres, la Société axera ses efforts sur la clôture de l'acquisition de Terasen Inc. et sur son intégration. L'ajout d'activités de distribution de gaz naturel doublera l'investissement de la Société dans l'actif tarifaire réglementaire. À l'avenir, la Société demeurera à la recherche d'occasions de croissance interne et au moyen d'acquisitions dans l'industrie des services publics d'électricité et de gaz naturel réglementés au Canada, dans les Caraïbes et aux États-Unis. Fortis recherchera aussi des occasions de croissance dans les activités non réglementées au soutien de sa stratégie de croissance de ses services publics réglementés.

## Données sur les actions en circulation

Au 15 mars 2007, la Société avait 109 422 397 actions ordinaires émises et en circulation; 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série C, 7 993 500 actions privilégiées de premier rang de série E, 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série F et 44 275 000 reçus de souscription. Au 31 décembre 2006, le nombre d'actions ordinaires qui seraient émises à la conversion des options d'achat d'actions, des titres d'emprunt convertibles et des actions privilégiées de premier rang de série C et de série E est indiqué dans les notes afférentes aux états financiers consolidés annuels de 2006 de Fortis Inc.

*Des renseignements additionnels, y compris la notice annuelle 2006 et la circulaire d'information de la direction de Fortis Inc., sont disponibles sur SEDAR au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur le site Web de la Société au [www.fortisinc.com](http://www.fortisinc.com).*

## Rapport de la direction

Les états financiers consolidés ci-joints de Fortis Inc. et tous les renseignements figurant dans le rapport annuel de 2006 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 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. L'information financière présentée ailleurs dans le rapport annuel de 2006 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, que les actifs sont protégés et que les passifs sont constatés. Les systèmes de la Société et de ses filiales mettent une priorité sur la nécessité de former du 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 les processus et les politiques de la Société relatifs à la comptabilité et à la présentation et la communication de l'information financière. Le comité de vérification tient des réunions auxquelles participent la direction, les vérificateurs nommés par les 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 la direction et les vérificateurs nommés par les actionnaires, avant d'être recommandés au conseil d'administration aux fins d'approbation. Les vérificateurs nommés par les 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, à la présentation et à la communication de l'information financière. Le comité de vérification est tenu d'examiner les rapports financiers qui nécessitent l'approbation du conseil d'administration avant qu'ils soient soumis aux commissions de 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.

Les états financiers consolidés au 31 décembre 2006 et le rapport de gestion contenus dans le rapport annuel de 2006 ont été examinés par le comité de vérification et, sur sa recommandation, ont été approuvés par le conseil d'administration de Fortis Inc. Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.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 2006 et leur rapport suit.

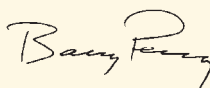
Le président-directeur général,



**H. Stanley Marshall**

St. John's, Canada

Le vice-président, Finances et directeur des finances,



**Barry V. Perry**

## Rapport des vérificateurs

Aux actionnaires de Fortis Inc.

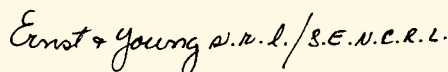
Nous avons vérifié les bilans consolidés de Fortis Inc. aux 31 décembre 2006 et 2005 ainsi que les états des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie consolidés pour les exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. 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 consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2006 et 2005 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.

St. John's, Canada

Le 26 janvier 2007 (le 15 mars 2007 pour les notes 29 c) et d))



Comptables agréés

## Bilans consolidés

**FORTIS INC.**

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

Aux 31 décembre (en milliers)

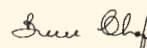
<b>ACTIF</b>	<b>2006</b>	2005 (note 3)
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	40 921 \$	33 416 \$
Débiteurs	278 114	204 169
Impôts à recevoir	7 505	–
Charges payées d'avance	14 255	9 786
Actifs réglementaires (note 4)	35 669	33 289
Matières et fournitures	32 675	18 614
	<b>409 139</b>	299 274
<b>Dépôt au titre des impôts sur les bénéfices des sociétés (note 28 a))</b>	<b>5 922</b>	–
<b>Charges reportées et autres actifs (note 5)</b>	<b>174 835</b>	148 140
<b>Actifs réglementaires (note 4)</b>	<b>132 991</b>	82 315
<b>Impôts futurs (note 21)</b>	<b>7 053</b>	58 815
<b>Immobilisations de services publics (note 6)</b>	<b>3 574 851</b>	2 900 393
<b>Biens productifs (note 7)</b>	<b>468 984</b>	414 608
<b>Placements (note 8)</b>	<b>2 536</b>	167 393
<b>Actifs incorporels, déduction faite de l'amortissement (note 2)</b>	<b>9 819</b>	14 027
<b>Écart d'acquisition (note 9)</b>	<b>661 311</b>	512 139
	<b>5 447 441 \$</b>	4 597 104 \$
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Emprunts à court terme (note 10)	97 669 \$	48 868 \$
Créditeurs et charges à payer	333 755	265 223
Dividendes à verser	21 705	17 924
Impôts à payer	–	22 785
Passifs réglementaires (note 4)	26 380	19 392
Versements pour l'exercice au titre de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (note 11)	84 786	31 392
Impôts futurs (note 21)	959	6 714
	<b>565 254</b>	412 298
<b>Crédits reportés (note 12)</b>	<b>78 987</b>	64 261
<b>Passifs réglementaires (note 4)</b>	<b>338 901</b>	367 693
<b>Impôts futurs (note 21)</b>	<b>57 737</b>	44 718
<b>Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (note 11)</b>	<b>2 558 463</b>	2 135 674
<b>Part des actionnaires sans contrôle (note 13)</b>	<b>130 505</b>	39 555
<b>Actions privilégiées (notes 14 i) et ii))</b>	<b>319 492</b>	319 492
	<b>4 049 339</b>	3 383 691
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires (note 15)	828 985	813 304
Actions privilégiées (note 14 iii))	122 466	–
Surplus d'apport	4 687	3 179
Composante capitaux propres des débetures convertibles (note 11)	7 175	1 500
Écart de conversion (note 17)	(51 508)	(16 312)
Bénéfices non répartis	486 297	411 742
	<b>1 398 102</b>	1 213 413
	<b>5 447 441 \$</b>	4 597 104 \$

Engagements (note 27)

Passifs éventuels (note 28)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Approuvés au nom du conseil



**Bruce Chafe**  
Administrateur



**David G. Norris**  
Administrateur



## États des résultats consolidés

FORTIS INC.

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

	2006	2005
<b>Produits d'exploitation</b>	<b>1 461 998 \$</b>	1 430 005 \$
<b>Quote-part du bénéfice d'un placement</b>	<b>9 738</b>	11 466
	<b>1 471 736</b>	1 441 471
<b>Charges</b>		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	540 485	533 915
Charges d'exploitation	398 587	392 380
Amortissement	177 511	157 622
	<b>1 116 583</b>	1 083 917
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>355 153</b>	357 554
Frais financiers (note 18)	168 329	153 825
Gain tiré de la vente de biens productifs (note 19)	(2 088)	–
Gain tiré du règlement de différends contractuels (note 20)	–	(10 000)
	<b>166 241</b>	143 825
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés</b>	<b>188 912</b>	213 729
Impôts sur les bénéfices des sociétés (note 21)	32 538	70 416
<b>Bénéfice net avant part des actionnaires sans contrôle</b>	<b>156 374</b>	143 313
Part des actionnaires sans contrôle	7 602	6 216
<b>Bénéfice net</b>	<b>148 772</b>	137 097
Dividendes sur actions privilégiées	1 585	–
<b>Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires</b>	<b>147 187 \$</b>	137 097 \$
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation</b> (note 15)	<b>103 578</b>	101 750
<b>Résultat par action ordinaire</b> (note 15)		
De base	1,42 \$	1,35 \$
Dilué	1,37 \$	1,24 \$

## États des bénéfices non répartis consolidés

FORTIS INC.

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers)

	2006	2005
<b>Solde au début de l'exercice</b>	<b>411 742 \$</b>	337 013 \$
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	147 187	137 097
	<b>558 929</b>	474 110
Dividendes sur actions ordinaires	(72 632)	(62 368)
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>486 297 \$</b>	411 742 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

# États des flux de trésorerie consolidés

FORTIS INC.

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers)

	2006	2005
<b>Activités d'exploitation</b>		
Bénéfice net	148 772 \$	137 097 \$
<b>Éléments sans effet sur la trésorerie</b>		
Amortissement – immobilisations, déduction faite des apports sous forme d'aide à la construction	166 954	147 222
Amortissement – actifs incorporels	4 208	4 428
Amortissement – autres	6 349	5 972
Impôts futurs (note 21)	10 257	12 322
Obligations au titre des prestations constituées	(2 738)	1 915
Quote-part du bénéfice, déduction faite des dividendes	(2 635)	(3 426)
Rémunération à base d'actions	1 965	1 569
Gain de change latent sur la dette à long terme (note 18)	(1 725)	(2 335)
Part des actionnaires sans contrôle	7 602	6 216
Gain tiré de la vente de biens productifs (note 19)	(2 088)	–
Autres	(681)	1 653
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	(30 594)	(3 160)
Augmentation du dépôt au titre des impôts sur les bénéfices des sociétés (note 28 a))	(5 922)	–
	<b>299 724</b>	<b>309 473</b>
Variation du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie	<b>(36 587)</b>	<b>(5 888)</b>
	<b>263 137</b>	<b>303 585</b>
<b>Activités d'investissement</b>		
Variation des charges et des crédits reportés et d'autres actifs	(25 028)	(1 550)
Acquisition d'immobilisations de services publics	(483 103)	(424 754)
Acquisition de biens productifs	(16 887)	(21 275)
Apports sous forme d'aide à la construction	53 564	45 130
Produit tiré de la vente d'immobilisations	8 196	1 556
Acquisitions d'entreprises, déduction faite de la trésorerie acquise	(168 931)	(66 018)
Augmentation des investissements	(1 893)	(193)
	<b>(634 082)</b>	<b>(467 104)</b>
<b>Activités de financement</b>		
Variation des emprunts à court terme	37 557	(132 818)
Produit tiré de la dette à long terme	468 823	348 698
Remboursement de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition	(197 270)	(126 411)
Rachat d'actions privilégiées	–	(38)
Avances par (à) des actionnaires sans contrôle	9 535	(596)
Émission d'actions ordinaires	15 224	135 253
Émission d'actions privilégiées	121 117	–
Dividendes		
Actions ordinaires	(72 632)	(62 368)
Actions privilégiées	(1 585)	–
Dividendes de filiales versés aux actionnaires sans contrôle	(2 407)	(1 803)
	<b>378 362</b>	<b>159 917</b>
Effet de la variation des taux de change sur la trésorerie	88	(185)
<b>Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>7 505</b>	<b>(3 787)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>33 416</b>	<b>37 203</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>40 921 \$</b>	<b>33 416 \$</b>

Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés (note 25)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

31 décembre 2006 et 2005

## 1. Description des activités

### Nature des activités

Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société ») constitue essentiellement une société de portefeuille internationale diversifiée d'entreprises de services publics œuvrant dans le domaine de la distribution d'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 d'une part, des immeubles commerciaux et des hôtels d'autre part, ce qui constitue deux autres secteurs d'activité distincts. La répartition des activités entre ces différents secteurs d'activité de la Société permet à la haute direction d'estimer le rendement de chaque secteur 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

Le résumé qui suit présente la participation de la Société dans les entreprises de services publics réglementés au Canada, par service public :

- a) *FortisAlberta* : FortisAlberta possède et exploite le réseau de distribution d'électricité dans une part importante du sud et du centre de l'Alberta, servant environ 430 000 clients.
- b) *FortisBC* : Comprend FortisBC Inc., une société de services publics intégrée en exploitation dans l'intérieur méridional de la Colombie-Britannique, servant plus de 152 000 clients. FortisBC Inc. possède quatre centrales hydroélectriques, lesquelles ont une capacité combinée de 235 mégawatts (« MW »). Dans le secteur d'exploitation des 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 Waneta, propriété de Teck Cominco Metals Ltd., de la centrale hydroélectrique de 149 MW Brilliant, 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. L'actif de FortisBC comprend également le service public d'électricité réglementé anciennement exploité sous le nom Princeton Light and Power Company, Limited (« PLP »). PLP a été acquise par Fortis par l'intermédiaire d'une filiale indirecte le 31 mai 2005. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2007, PLP a été fusionnée à FortisBC Inc. dans le cadre d'une restructuration interne.
- c) *Newfoundland Power* : Newfoundland Power est le principal distributeur d'électricité à Terre-Neuve, servant environ 230 000 clients. Newfoundland Power possède une capacité de production de 136 MW, dont 92 MW d'origine hydroélectrique.
- d) *Maritime Electric* : Maritime Electric est le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard, servant environ 71 000 clients. Maritime Electric possède dans l'île, à Charlottetown et Borden-Carleton, des centrales électriques d'une capacité combinée de 150 MW.
- e) *FortisOntario* : FortisOntario fournit un service public de distribution d'électricité intégré à environ 52 000 clients de Fort Erie, 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 comptes de la Canadian Niagara Power comprennent les activités de distribution d'électricité de la Port Colborne Hydro Inc., qui ont été louées de la Ville de Port Colborne en vertu d'un bail de dix ans conclu en avril 2002. FortisOntario possède également une participation de 10 % dans chacune des sociétés Westario Power Holdings Inc. et Rideau St. Lawrence Holdings Inc., deux sociétés régionales de distribution d'électricité constituées en 2000, servant plus de 27 000 clients.

### Services publics réglementés dans les Caraïbes

Les participations de la Société dans les Caraïbes dans le domaine des services publics réglementés sont les suivantes :

- a) *Belize Electricity* : Belize Electricity est le principal distributeur d'électricité au Belize, en Amérique centrale, servant plus de 71 000 clients. La société possède une puissance installée de 37 MW. Fortis détient une participation conférant le contrôle de 70,1 % dans Belize Electricity (68,5 % au 31 décembre 2005).
- b) *Caribbean Utilities* : Caribbean Utilities est l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans, servant plus de 22 000 clients. La société possède une puissance installée de 120 MW. Le 7 novembre 2006, Fortis a acquis une participation additionnelle de 16 % dans Caribbean Utilities et détient maintenant environ 54 % de la société. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (TSX : CUP.U) dont l'exercice se termine le 30 avril. Le bilan de Caribbean Utilities au 7 novembre 2006 a été consolidé dans le bilan de Fortis au 31 décembre 2006. À compter du premier trimestre de 2007, Fortis consolidera les états financiers de Caribbean Utilities avec un décalage de deux mois et inclura le bilan au 31 janvier 2007 et les états des résultats et des flux de trésorerie de Caribbean Utilities pour le trimestre terminé le 31 janvier 2007. Au cours des exercices 2006 et 2005, les états des résultats de Fortis reflétaient sa participation précédente d'environ 37 % dans Caribbean Utilities, auparavant comptabilisée avec un décalage de deux mois.



- c) *P.P.C. Limited (« PPC ») et Atlantic Equipment & Power (Turks and Caicos) Ltd. (« Atlantic ») (collectivement « Fortis Turks and Caicos »)* : Fortis Turks and Caicos a été acquise par Fortis le 28 août 2006 par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive. Fortis Turks and Caicos sert environ 7 700 clients ou 80 % des consommateurs d'électricité des îles Turks et Caicos et a une puissance installée alimentée au diesel d'environ 37 MW. La société est le principal distributeur d'électricité des îles Turks et Caicos en vertu de permis de 50 ans échéant en 2036 et 2037.

#### Activités non réglementées – Fortis Generation

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

- a) *Belize* : Ces activités sont constituées des centrales hydroélectriques Mollejon, d'une puissance de 25 MW, et Chalillo, d'une puissance de 7 MW, situées au Belize. La totalité de leur production d'électricité est vendue à Belize Electricity en vertu d'une entente d'achat d'électricité de 50 ans échéant en 2055. Les centrales hydroélectriques du 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.
- b) *Ontario* : Les activités non réglementées en Ontario comprennent un droit d'usage de l'eau d'une puissance de 75 MW en vertu du Niagara Exchange Agreement (« NEA »), une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de 5 MW à Cornwall et six petites centrales hydroélectriques situées dans l'est de l'Ontario possédant une capacité combinée de 8 MW. Les activités de production non réglementées en Ontario sont dirigées par l'intermédiaire de FortisOntario Inc. et Fortis Properties. Le 1<sup>er</sup> janvier 2006, l'ancienne société FortisOntario Generation Corporation a été fusionnée avec CNE Energy Inc. et, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007, CNE Energy Inc. a été fusionnée avec Fortis Properties.
- c) *Région centrale de Terre-Neuve* : Par l'intermédiaire de la société en nom collectif Exploits River Hydro (« société Exploits ») créée par la Société, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive Fortis Properties, et par la Compagnie Abitibi-Consolidated du Canada (« Abitibi-Consolidated »), deux centrales hydroélectriques d'Abitibi-Consolidated situées dans la région centrale de Terre-Neuve ont été équipées d'une puissance additionnelle de 36 MW. Par suite de la fusion de CNE Energy Inc. et de Fortis Properties le 1<sup>er</sup> janvier 2007, Fortis Properties détient maintenant une participation directe de 51 % dans la société Exploits et Abitibi-Consolidated détient la participation résiduelle de 49 %. Auparavant, la participation de 51 % était détenue par CNE Energy Inc. La société Exploits vend sa production à la Newfoundland and Labrador Hydro Corporation (« Newfoundland Hydro ») en vertu d'un contrat d'achat d'électricité de 30 ans venant à échéance en 2033.
- d) *Colombie-Britannique* : Les installations se composent de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau 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 échéant en 2013. Les activités de production hydroélectrique en Colombie-Britannique sont menées par la société Walden Power (« SWP »), société en nom collectif détenue en propriété exclusive par FortisBC Inc.
- e) *Nord de l'État de New York* : Les installations se composent de quatre centrales hydroélectriques d'une puissance combinée d'environ 23 MW, situées dans le nord de l'État de New York, exploitées sous licences de la US Federal Energy Regulatory Commission. Les activités de production hydroélectrique dans le nord de l'État de New York sont menées par FortisUS Energy Corporation (« FortisUS Energy »), filiale indirecte en propriété exclusive de la Société.

#### Activités non réglementées – Fortis Properties

Fortis Properties possède et exploite 18 hôtels, comptant plus de 3 200 chambres, dans sept provinces canadiennes, et 2,7 millions de pieds carrés d'immeubles commerciaux dans le Canada atlantique. Ces hôtels comprennent les quatre hôtels en Alberta et en Colombie-Britannique acquis par Fortis Properties le 1<sup>er</sup> novembre 2006.

#### Siège social

Le secteur du siège social permet de constater certains produits et charges qui ne sont pas expressément liés à l'un ou l'autre des secteurs d'exploitation. Le secteur du siège social comprend les frais financiers, y compris les intérêts sur la dette souscrite directement par Fortis, et les dividendes sur actions privilégiées classés comme passifs à long terme, les gains ou pertes de change, les dividendes sur actions privilégiées classés comme capitaux propres, les autres charges du siège social, déduction faite des recouvrements auprès des filiales, les intérêts et les produits divers, et les impôts sur les bénéfices des sociétés.

## 2. Sommaire des principales conventions comptables

Les présents états financiers consolidés ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR du Canada »), y compris les traitements comptables choisis qui diffèrent de ceux utilisés par des entités qui ne sont pas assujetties à une réglementation de leurs tarifs. Le moment choisi pour la constatation de certains actifs, passifs, produits et charges peut, en raison des exigences de la réglementation, différer de celui auquel on s'attendrait de la part d'entités non assujetties à une réglementation de leurs tarifs utilisant les PCGR du Canada. Ces différences sont présentées à la note 2, sous les rubriques « Réglementation », « Immobilisations de services publics », « Avantages sociaux futurs », « Impôts sur les bénéfices » et « Constatation des produits », ainsi qu'à la note 4.

À moins d'indication contraire, tous les montants sont présentés en dollars canadiens.

31 décembre 2006 et 2005

## 2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

### Réglementation

#### FortisAlberta

FortisAlberta est régie par l'Alberta Energy and Utilities Board (« AEUB »), en vertu de la *Electric Utilities Act* (Alberta), de la *Public Utilities Board Act* (Alberta) et de la *Hydro and Electric Energy Act* (Alberta). L'AEUB administre ces lois et règlements portant sur la tarification, les taux, la construction, l'exploitation et le financement. FortisAlberta exerce ses activités en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service comme le prescrit l'AEUB. Les ordonnances tarifaires rendues par l'AEUB établissent les besoins de revenus de la société, soit les revenus nécessaires à la récupération des coûts approuvés liés aux activités de distribution, et prévoient un taux de rendement d'une structure du capital réputée, appliqué à l'actif de la base tarifaire autorisée. Le taux de rendement des capitaux propres en actions ordinaires autorisé (« RCA ») de FortisAlberta a été de 8,93 % en 2006 (9,50 % en 2005). Le RCA de FortisAlberta est ajusté chaque année au moyen d'une formule d'ajustement automatique pour tenir compte des prévisions modifiées à l'égard du rendement des obligations à long terme du Canada. La société présente une demande de revenus tarifaires dont la grille est fondée sur ses estimations du coût du service. Une fois que le tarif est approuvé, il n'est pas ajusté 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.

#### FortisBC

FortisBC est réglementée par la British Columbia Utilities Commission (« BCUC »). La BCUC veille à l'application des lois et règlements de la *Utilities Commission Act* (Colombie-Britannique), qui traitent de questions comme les tarifs, les taux, la construction, l'exploitation, le financement et la comptabilité. FortisBC exerce principalement ses activités selon la réglementation fondée sur le coût du service tel que le prescrit la BCUC. La société fonde ses demandes de besoins de revenus auprès de la BCUC sur le coût estimatif du service comprenant, sans s'y limiter, les charges d'exploitation, les achats d'électricité, l'amortissement, l'impôt foncier, les impôts sur les bénéfices, les intérêts sur la dette et le RCA. Le RCA de FortisBC a été de 9,20 % en 2006 (9,43 % en 2005). Le RCA de FortisBC est ajusté annuellement au moyen d'une formule d'ajustement automatique pour tenir compte des modifications des prévisions à l'égard du rendement des obligations à long terme du Canada. De plus, le cadre réglementaire comprend des règles d'établissement des tarifs fondés sur le rendement (« ÉTR »). L'ÉTR est susceptible de changer à mesure qu'évolue le cadre réglementaire de la société.

#### Newfoundland Power

Newfoundland Power exerce ses activités selon un modèle réglementaire fondé sur le coût du service comme prescrit par le Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities (« PUB ») en vertu de la *Public Utilities Act* (Terre-Neuve-et-Labrador). La *Public Utilities Act* (Terre-Neuve-et-Labrador) prévoit la supervision générale de l'exploitation du service public de la société et l'approbation, entre autres éléments, des tarifs imposés aux clients, des dépenses en immobilisations et des émissions de titres de Newfoundland Power par le PUB. De plus, la *Public Utilities Act* (Terre-Neuve-et-Labrador) accorde à la société la possibilité de récupérer tous les coûts raisonnables et prudents engagés dans le but de fournir de l'électricité à sa clientèle, y compris de tirer un rendement juste et raisonnable de sa base tarifaire. La prévision du rendement de la base tarifaire et des coûts raisonnables et prudents établit les besoins de revenus sur lesquels les tarifs imposés aux clients de Newfoundland Power sont fondés dans le cadre d'une demande tarifaire générale. Entre les demandes tarifaires générales, les tarifs imposés aux clients sont ajustés annuellement au moyen d'une formule d'ajustement automatique qui établit un taux de rendement annuel approprié de la base tarifaire selon la prévision du coût des capitaux propres en actions ordinaires et tient compte des variations du rendement des obligations à long terme du Canada. Le RCA reflété dans les tarifs imposés à la clientèle pour 2006 s'est établi à 9,24 % (9,24 % en 2005).

#### 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 fondée sur le coût du service. Maritime Electric est réglementée depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2004 par la Island Regulatory and Appeals Commission (« IRAC ») en vertu des dispositions de la *Electric Power Act* (Île-du-Prince-Édouard). La *Maritime Electric Company Limited Regulation Act* a été abrogée le 1<sup>er</sup> janvier 2004. En vertu du nouveau modèle réglementaire, les tarifs de base de Maritime Electric, établis par des ordonnances tarifaires de l'IRAC, sont désormais fixés selon les coûts réels et prévoient un rendement autorisé de l'actif de la base tarifaire autorisée. Le RCA de Maritime Electric a été de 10,25 % en 2006 (10,25 % en 2005). Maritime Electric fonde ses demandes de besoins de revenus tarifaires sur le coût du service estimatif. Une fois que le tarif est approuvé, il n'est pas ajusté parce que le coût du service réel diffère de celui qui est estimé, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au report. Afin de faciliter la transition entre le modèle réglementaire antérieur et le nouveau modèle, la *Electric Power Act* (Île-du-Prince-Édouard) autorise la société à recouvrer les coûts récupérables auprès des clients de 20,8 millions \$ reportés au 31 décembre 2003 selon des modalités qui seront fixées par l'IRAC. L'IRAC a autorisé Maritime Electric à recouvrer des tranches de 1,5 million \$, 2,5 millions \$ et 1,5 million \$ de ces coûts récupérables respectivement pendant les exercices 2004, 2005 et 2006.

#### FortisOntario

Canadian Niagara Power et Cornwall Electric exercent leurs activités en vertu de la *Loi sur l'électricité* (Ontario) et la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (Ontario) appliquées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »). Canadian Niagara Power est assujettie à une réglementation fondée sur le coût du service et son bénéfice est réglementé d'après le rendement de la base tarifaire, majoré des coûts de distribution autorisés. Le 28 avril 2006, la CEO a rendu sa Décision et Ordonnance relativement à la demande de nouveaux tarifs d'électricité de Canadian Niagara Power, entrant en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 2006. Les nouveaux tarifs

de distribution d'électricité sont fondés sur les coûts de 2004 selon une structure du capital réputée composée de dette à long terme à 50 % et de capitaux propres en actions ordinaires à 50 %, avec un RCA de 9,0 %. La Décision et Ordonnance a également autorisé la récupération finale auprès des clients d'actifs réglementaires, notamment les frais de transition engagés pour préparer l'accès au marché libre en mai 2002. Cornwall Electric, qui échappe à plusieurs exigences de ces lois, est aussi assujettie à un accord de concession de 35 ans avec la Ville de Cornwall, daté du 31 juillet 1998. En vertu de ce mécanisme d'établissement des tarifs, ces derniers sont plafonnés et les variations des coûts d'approvisionnement sont transmises à la clientèle. Les besoins de revenus sont ajustés annuellement pour tenir compte de l'inflation ainsi que de la croissance de la charge et de la clientèle.

#### *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). La principale responsabilité de la PUC consiste à s'assurer que les services rendus par la société sont satisfaisants et que les charges imposées en contrepartie de ces services sont justes et raisonnables. La PUC supervise les tarifs qui peuvent être imposés à l'égard des services publics ainsi que les normes qui doivent être respectées relativement à ces services. 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 sont les coûts d'approvisionnement en carburant et en énergie (« CACÉ »), y compris les coûts variables de production, qui sont transmis dans les tarifs imposés à la clientèle. Le volet DVA des tarifs autorise l'entreprise à récupérer à hauteur de 10 % à 15 % ses charges d'exploitation, de transport et de distribution, ses impôts, ses frais d'amortissement et son rendement sur l'actif réglementaire. Le volet DVA des tarifs est habituellement révisé à tous les quatre ans, alors que le volet CACÉ et la récupération du compte de stabilisation tarifaire (« CST ») sont révisés à chaque processus tarifaire annuel, ainsi qu'à chaque processus de révision d'événements seuils qui peut survenir en tout temps lorsque les reports du CACÉ dans le CST dépassent 1,7 million \$ (3,0 millions \$ BZ).

#### *Caribbean Utilities*

Caribbean Utilities produit et distribue de l'électricité dans sa zone sous licence exclusive de l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans, en vertu d'une licence du gouvernement des îles Caïmans (le « gouvernement ») initialement datée du 10 mai 1966, modifiée le 1<sup>er</sup> novembre 1979 et renouvelée pour une période additionnelle de 25 ans le 17 janvier 1986 (collectivement, la « licence »). La licence prévoit l'ajustement annuel des tarifs imposés à la clientèle afin de fournir à Caribbean Utilities un taux de rendement de 15 % sur le capital investi, comme il est défini par la licence. Le taux de rendement de 15 % est fixe pour la durée de la licence et ne tient pas compte des charges d'intérêt, sauf si elles excèdent 15 % par année, et le coût du capital engagé par Caribbean Utilities. En outre, la licence prévoit des ajustements mensuels aux tarifs imposés à la clientèle pour refléter la variation du coût engagé par Caribbean Utilities à l'égard du carburant diesel utilisé pour la production d'électricité.

En janvier 2006, le gouvernement a exercé son droit en vertu de la licence actuelle d'augmenter le taux de droit de douane payé par Caribbean Utilities sur les achats étrangers de 10 % à 15 %. Aux termes de la licence, les droits de douane sont inclus dans la base tarifaire aux fins des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation admissibles aux fins de l'établissement du bénéfice.

#### *Fortis Turks and Caicos*

Fortis Turks and Caicos fournit de l'électricité dans les îles Providenciales, North Caicos et Middle Caicos par l'intermédiaire de PPC, et dans l'île South Caicos par l'intermédiaire d'Atlantic en vertu de licences d'une durée de 50 ans datées respectivement d'octobre 1987 et de novembre 1986 (collectivement, les « ententes »). Entre autres éléments, les ententes décrivent le processus d'établissement des tarifs d'électricité par le gouvernement des îles Turks et Caicos afin de fournir à Fortis Turks and Caicos un rendement de 17,5 % (le « bénéfice d'exploitation autorisé ») selon une base tarifaire calculée, et comprennent les intérêts sur les manques à gagner entre le bénéfice d'exploitation réel et le bénéfice d'exploitation autorisé sur une base cumulative (le « manque à gagner cumulatif »).

Fortis Turks and Caicos soumet des demandes annuelles au gouvernement des îles Turks et Caicos calculant le montant du bénéfice d'exploitation autorisé et du manque à gagner cumulatif. Les demandes de 2006 ont présenté un bénéfice d'exploitation autorisé pour 2006 de 11,0 millions \$ et de 0,2 million \$ (9,5 millions \$ US et 0,1 million \$ US) et un manque à gagner cumulatif au 31 décembre 2006 de 2,9 millions \$ et de 1,3 million \$ (2,5 millions \$ US et 1,2 million \$ US) respectivement pour PPC et Atlantic. Les sociétés ont un droit légal, en vertu des ententes, de demander une augmentation des tarifs d'électricité pour commencer à récupérer le manque à gagner cumulatif. Cette récupération, toutefois, serait tributaire des volumes de ventes et des charges futures.

#### **Trésorerie et équivalents de trésorerie**

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'encaisse et les dépôts à court terme comportant une échéance de trois mois ou moins à compter de la date d'acquisition.

#### **Matières et fournitures**

Les matières et fournitures sont évaluées au coût moyen ou à la valeur de marché, selon le moindre des deux montants, établi selon la valeur de réalisation nette estimative.

#### **Charges et crédits reportés et autres actifs**

Les charges et crédits reportés et autres actifs comprennent les coûts reportés des régimes de retraite, les obligations au titre des prestations constituées, l'escompte d'émission de la dette à long terme non amorti et les frais de financement reportés, les apports de l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), les coûts récupérables et les coûts de projets reportés, les prêts de gestion de



31 décembre 2006 et 2005

## 2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

l'énergie, un placement détenu par Fortis Properties à titre de garantie pour un prêt, les dépôts des clients et d'autres charges et crédits reportés. Les escomptes d'émission de la dette à long terme et les frais de financement reportés sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de la dette connexe. Les apports de l'AESO représentent les paiements versés à l'AESO par FortisAlberta aux fins d'investissement dans les installations de transport nécessaires à la fiabilité ou à la planification d'urgence conformément aux modalités de services de l'AESO. Ces actifs sont récupérés dans les tarifs imposés à la clientèle à des taux d'amortissement approuvés par l'AEUB. Avant 2006, les apports de l'AESO étaient inclus dans les charges reportées de l'AESO liées aux actifs ou aux passifs réglementaires. Les coûts des projets reportés sont amortis sur la durée de vie utile restante estimative des projets. Les coûts des projets sont reportés jusqu'à ce qu'un projet d'investissement soit établi, auquel cas les coûts sont transférés aux immobilisations de services publics ou aux biens productifs. La durée des prêts de gestion de l'énergie est de un an à cinq ans et ces prêts sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient récupérés auprès des clients. Les autres charges et crédits reportés sont comptabilisés au coût et sont amortis sur la période estimative des avantages futurs.

Les charges et crédits reportés comprennent également les gains et les pertes reportés à la résiliation des contrats de swap. En décembre 2003, Fortis a conclu un swap de taux d'intérêt différé prévoyant l'échange du taux d'intérêt des acceptations bancaires à 90 jours sur une tranche de 200 millions \$ de la dette à long terme contre un taux de 5,6 %. En octobre 2004, à la conclusion du financement à long terme de l'acquisition de FortisAlberta et de FortisBC, le swap de taux d'intérêt différé a été résilié et un paiement au comptant de 14,1 millions \$ fait à la fin du swap est amorti linéairement sur dix ans, soit la durée du financement connexe.

En octobre 2004, Fortis a résilié son swap de devise américaine en vertu duquel les paiements d'intérêts sur les débetures non garanties de premier rang de 100 millions \$ de la Société étaient convertis en paiements d'intérêts en dollars américains. La résiliation du swap de devise américaine a entraîné un gain de 4,7 millions \$ qui est amorti linéairement sur la durée restante des débetures non garanties de premier rang de 100 millions \$ qui viennent à échéance en octobre 2010.

### Immobilisations de services publics

Les immobilisations de services publics de Newfoundland Power sont présentées aux valeurs approuvées par le PUB au 30 juin 1966, majorées des ajouts ultérieurs au coût. Les immobilisations de services publics de Caribbean Utilities sont présentées selon des valeurs d'expertise au 30 novembre 1984, majorées des ajouts ultérieurs au coût. Les immobilisations de services publics de Fortis Turks and Caicos sont présentées selon des valeurs d'expertise au 18 septembre 1986. Les ajouts ultérieurs sont présentés au coût, à l'exception des réseaux de distribution des îles Middle Caicos, North Caicos et South Caicos, transférés par le gouvernement des îles Turks et Caicos à Fortis Turks and Caicos en vertu d'ententes datées du 29 novembre 1986 et du 8 octobre 1987, pour une contrepartie totalisant 2,00 \$ US, selon les documents comptables des sociétés. Les immobilisations de services publics de toutes les autres activités de services publics sont présentées au coût.

Les apports sous forme d'aide à la construction représentent le coût des immobilisations de services publics assumé par la clientèle et les gouvernements. Ces apports sont portés en réduction du coût des immobilisations de services publics et sont réduits annuellement d'un montant égal à la dotation aux amortissements des actifs connexes.

Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, la dotation aux amortissements de FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power et Maritime Electric comprend un montant autorisé aux fins réglementaires au titre des coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération. Le montant prévu de la dotation aux amortissements est comptabilisé à titre de passif réglementaire à long terme. Les coûts réels d'enlèvement et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés. Au 31 décembre 2006, le passif réglementaire à long terme était de 306,5 millions \$ (280,9 millions \$ au 31 décembre 2005) (note 4 xix). FortisOntario, Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos portent les coûts d'enlèvement et de remise en état des lieux en résultat lorsqu'ils sont engagés, et ces coûts n'ont pas eu d'incidence importante sur le bénéfice de 2006 et de 2005 de la Société.

Au moment de la mise hors service ou de la cession d'immobilisations de services publics, le coût en capital des immobilisations est imputé à l'amortissement cumulé par FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric et Belize Electricity, comme l'exigent les organismes de réglementation respectifs, sans qu'aucune perte, s'il y a lieu, ne soit reflétée dans les résultats. Il est prévu que toute perte imputée à l'amortissement cumulé sera reflétée dans la dotation aux amortissements future lorsqu'elle sera récupérée à même les tarifs d'électricité imposés à la clientèle. Pour FortisOntario, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos, toute valeur comptable nette résiduelle, déduction faite du produit de récupération, au moment de la mise hors service ou de la cession d'immobilisations de services publics, est immédiatement passée en résultat. En l'absence de réglementation des tarifs, toute perte à la mise hors service ou à la cession d'immobilisations de services publics de FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric et Belize Electricity serait constatée au cours de la période considérée. La perte imputée à l'amortissement cumulé en 2006 s'est établie à environ 22,1 millions \$ (27,3 millions \$ en 2005).

Les coûts d'entretien et de réparation d'immobilisations de services publics sont passés en résultat au cours de la période où ils ont été engagés alors que les coûts de remplacement et d'amélioration sont capitalisés.

Conformément aux exigences de leurs organismes de réglementation respectifs, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario et Belize Electricity capitalisent les coûts indirects qui ne sont pas directement attribuables à des immobilisations de services publics précis, mais qui ont trait au programme général de dépenses en immobilisations. La méthode de calcul et d'attribution des coûts indirects généraux capitalisés dans les immobilisations de services publics est établie par les organismes de réglementation respectifs. En l'absence de réglementation des tarifs, seuls les coûts indirects directement attribuables aux activités de construction seraient capitalisés. Ces coûts généraux capitalisés (« CGC ») sont attribués aux immobilisations construites et amortis sur leur durée de service estimative. En 2006, les CGC ont totalisé 18,2 millions \$ (11,8 millions \$ en 2005).

FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric and Belize Electricity, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, incluent la composante capitaux propres dans l'attribution des fonds utilisés pendant la construction (« AFUPC ») qui est incluse dans le coût des immobilisations de services publics. Puisque l'AFUPC comprend une composante intérêts et une composante capitaux propres, elle excède le montant qui peut être capitalisé dans des circonstances semblables par des entités non assujetties à la réglementation des tarifs. L'AFUPC est déduite des frais financiers et l'AFUPC capitalisée au cours de 2006 s'est établie à 4,4 millions \$ (6,7 millions \$ en 2005) (note 18), y compris une composante capitaux propres de 1,8 million \$ (3,3 millions \$ en 2005). L'AFUPC est passée en charges au moyen de la dotation aux amortissements sur la durée de service estimative des immobilisations de services publics connexes.

FortisAlberta dispose d'un compte d'ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales qui représente l'excédent de la valeur fiscale réputée des immobilisations de services publics de la société aux fins de l'établissement des tarifs réglementaires comparativement à la valeur aux fins fiscales de la société aux fins des impôts sur les bénéfices. L'ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales est amorti sur la durée de service estimative des immobilisations de services publics de la société au moyen d'une réduction de la dotation aux amortissements. L'ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales est porté en réduction des immobilisations de services publics. En 2006, la dotation aux amortissements a été réduite de 4,8 millions \$ (5,0 millions \$ en 2005) en raison de l'amortissement de l'ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales.

Les immobilisations de services publics sont amorties selon la méthode linéaire sur la durée de service estimative des immobilisations. Les taux d'amortissement s'échelonnent de 1,4 % à 24,2 %. Le taux mixte d'amortissement avant réduction pour amortissement des apports sous forme d'aide à la construction en 2006 s'est établi à 4,2 % (4,0 % en 2005).

Les fourchettes de durée de service et de durée de service résiduelle moyenne des actifs de distribution, de transport et de production de la Société aux 31 décembre se présentent comme suit.

	Aux 31 décembre			
	2006		2005	
	Fourchette des durées de service (années)	Durée de service résiduelle moyenne (années)	Fourchette des durées de service (années)	Durée de service résiduelle moyenne (années)
Distribution	10-75	27	10-75	27
Transport	10-75	30	10-75	31
Production	5-75	31	10-75	36

#### Biens productifs

Les biens productifs de Fortis Properties, qui comprennent les immeubles de bureaux, les galeries marchandes, les hôtels, les terrains ainsi que l'équipement et les incitatifs à la location connexes sont comptabilisés au coût. Les immeubles sont amortis selon la méthode linéaire sur une durée de vie utile estimative de 60 ans. Fortis Properties amortit les incitatifs à la location sur les durées initiales des contrats de location connexes, sauf si une dépréciation est nécessaire pour refléter une moins-value durable. La durée des contrats de location est d'au plus 20 ans. L'équipement est comptabilisé au coût et est amorti linéairement sur une durée de deux à 20 ans.

Les coûts d'entretien et de réparation des biens productifs sont portés en résultat au cours de la période pendant laquelle ils sont engagés, alors que les coûts de remplacement et d'amélioration sont capitalisés.

#### Actifs incorporels

Les actifs incorporels représentent la juste valeur estimative des droits sur l'eau liés à la centrale Rankine en Ontario. Au 31 décembre 2006, la valeur comptable nette des actifs incorporels s'établissait à 9,8 millions \$, déduction faite de l'amortissement cumulé de 15,1 millions \$ (14,0 millions \$, déduction faite de l'amortissement cumulé de 10,9 millions \$ en 2005). Les droits sur l'eau sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de vie estimative de l'actif jusqu'au 30 avril 2009. En date du 1<sup>er</sup> mai 2009, conformément à la NEA, le droit sur l'eau de FortisOntario sur la rivière Niagara lié à la centrale Rankine ne sera pas renouvelé.

La Société évalue la valeur comptable des actifs incorporels pour déceler une moins-value possible au moyen de l'examen et de l'analyse continus de la juste valeur de marché et du bénéfice attendu. Si une moins-value des actifs incorporels est décelée, elle sera comptabilisée au cours de la période pendant laquelle elle est mise au jour.

31 décembre 2006 et 2005

## 2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

### Moins-value des actifs

La Société procède à l'examen de l'évaluation des immobilisations de services publics, des biens productifs, des actifs incorporels à durée de vie déterminée, des charges reportées et des autres actifs lorsque des événements ou des changements de circonstances indiquent que la valeur comptable d'un actif excède le total des flux de trésorerie attendus de son utilisation et de sa cession éventuelle. Une moins-value, égale à l'écart entre la valeur comptable d'un actif et sa juste valeur, qui est établie à l'aide de techniques d'actualisation, est passée en résultat au cours de la période où elle est décelée. Il n'y a eu aucune incidence sur les états financiers découlant d'une moins-value des actifs pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006.

En 2005, la valeur résiduelle des actifs de la centrale Rankine, située sur la rivière Niagara, a été réduite en raison de la mise en œuvre de la NEA. La NEA transfère à Ontario Power Generation Inc. (« OPGI ») les droits de FortisOntario sur l'eau de la rivière Niagara et prévoit l'échange irrévocable de 75 MW d'approvisionnement en énergie de gros à FortisOntario Inc. par OPGI jusqu'au 30 avril 2009 contre l'acceptation par FortisOntario Inc. de ne pas renouveler son droit sur l'eau à cette date. La dépréciation a totalisé 1,7 million \$ (1,1 million \$ après impôts) en 2005.

Le test de dépréciation d'actifs pour les actifs de production non réglementée est différent de celui appliqué aux actifs de services publics réglementés. Puisque chaque centrale électrique non réglementée apporte une source de rentrées de fonds distincte, chaque centrale fait l'objet d'un test distinct, et une moins-value est comptabilisée si les rentrées de fonds futures ne sont plus suffisantes pour recouvrer la valeur économique de la centrale. Le test de dépréciation des actifs de services publics réglementés est exécuté au niveau des sociétés pour établir si les actifs ont subi une moins-value. Le recouvrement de la valeur économique d'un actif réglementaire, y compris un juste rendement du capital, est fourni par les tarifs d'électricité imposés à la clientèle approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Les rentrées de fonds des sociétés réglementées ne sont pas directement rattachées à des actifs mais sont plutôt mises en commun à l'échelle globale des sociétés réglementées.

### Placements

Les placements de portefeuille sont comptabilisés au coût. Les pertes de valeur jugées durables sont comptabilisées au cours de la période pendant laquelle ces pertes ont été établies.

### Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent, à la date d'acquisition, du prix d'achat sur la juste valeur des montants nets attribués aux actifs acquis et aux passifs pris en charge liés à l'acquisition d'une entreprise. L'écart d'acquisition est comptabilisé au coût initial moins tout amortissement antérieur et toute dépréciation pour moins-value.

La Société est tenue d'exécuter un test de dépréciation annuel et toute provision pour moins-value est passée en résultat. En plus du test de dépréciation annuel, la Société exécute aussi un test de dépréciation si un événement ou un changement de circonstances se produit indiquant que la juste valeur d'une unité d'exploitation est moindre que sa valeur comptable. Aucune provision pour moins-value de l'écart d'acquisition n'a été constituée pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 (néant en 2005).

### Avantages sociaux futurs

#### *Régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées*

La Société et ses filiales maintiennent chacune un régime ou une combinaison de régimes de retraite à prestations déterminées, de régimes de retraite à cotisations déterminées et de régimes enregistrés d'épargne-retraite (« REER ») collectifs à l'intention de leurs employés. Les coûts des régimes de retraite à cotisations déterminées et des REER sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. L'obligation au titre des prestations constituées et la valeur des coûts des régimes de retraite à prestations déterminées sont établies au moyen de calculs actuariels selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services ainsi que des meilleures estimations de la direction à l'égard du rendement prévu des placements des régimes, du taux d'accroissement des salaires et de l'âge des employés au moment de leur départ à la retraite. Sauf pour Newfoundland Power, les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur. Pour Newfoundland Power, les actifs des régimes sont évalués en utilisant la valeur de marché selon laquelle les rendements des placements supérieurs ou inférieurs aux rendements prévus sont constatés dans la valeur de l'actif sur une période de trois ans. L'excédent du gain actuariel cumulé net (de la perte actuarielle cumulée nette) sur 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées, ou sur 10 % de la juste valeur des actifs des régimes si ce dernier montant est plus élevé (valeur de marché des actifs des régimes pour Newfoundland Power) au début de l'exercice, de même que les coûts au titre des services passés non amortis, sont reportés et amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs.

Le 1<sup>er</sup> janvier 2000, Newfoundland Power a appliqué, de manière prospective, les recommandations du chapitre 3461 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés*. La société amortit l'obligation transitoire qui en découle selon la méthode linéaire sur 18 ans, soit la durée moyenne résiduelle prévue d'activité des membres du régime à ce moment. Pour FortisAlberta, comme approuvé par l'AEUB, le coût des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées est récupéré dans les tarifs imposés à la clientèle en fonction des cotisations au comptant de l'employeur dans le cas d'un régime de retraite à prestations déterminées, alors qu'il est récupéré en fonction du montant déclaré des besoins en capitalisation dans le cas d'un régime de retraite à cotisations déterminées.



Tout écart entre la charge constatée selon les PCGR du Canada et la charge récupérée auprès de la clientèle dans les tarifs courants à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées – la récupération ou le remboursement de cette dernière charge est prévu dans les tarifs futurs imposés à la clientèle – est assujéti au report (note 4 xviii).

#### *Régimes d'avantages complémentaires de retraite*

La Société, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisOntario offrent aussi des avantages complémentaires de retraite au moyen de régimes à prestations déterminées, y compris certaines couvertures d'assurance maladie et dentaire, à des membres admissibles. En outre, la Société, FortisAlberta, Newfoundland Power et Maritime Electric fournissent une allocation de retraite et des régimes supplémentaires de retraite à certains de leurs cadres. L'obligation au titre des prestations constituées et la valeur des coûts liés aux régimes d'avantages complémentaires de retraite sont établies au moyen de calculs actuariels selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services ainsi que les meilleures hypothèses estimatives. L'excédent du gain actuariel cumulé net (de la perte actuarielle cumulée nette) sur 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées, ou sur 10 % de la juste valeur des actifs des régimes si ce dernier montant est plus élevé, au début de l'exercice, de même que les coûts des services passés non amortis, sont reportés et amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs.

En 2006, FortisAlberta, comme approuvé par l'AEUB, a récupéré à même les tarifs imposés à la clientèle les coûts des régimes d'avantages complémentaires de retraite et des régimes supplémentaires de retraite en fonction des paiements au comptant versés. En 2005, FortisAlberta, comme approuvé par l'AEUB, a récupéré à même les tarifs imposés à la clientèle les coûts des régimes d'avantages complémentaires de retraite et des régimes supplémentaires de retraite selon la comptabilité d'exercice. La modification dans la façon de récupérer les coûts des régimes d'avantages complémentaires de retraite et des régimes supplémentaires de retraite n'a eu aucune incidence sur le bénéfice de la Société en 2006.

Tout écart entre la charge constatée selon les PCGR du Canada et la charge récupérée auprès de la clientèle dans les tarifs courants à l'égard des régimes d'avantages complémentaires de retraite et des régimes supplémentaires de retraite – la récupération ou le remboursement de cette dernière charge est prévu dans les tarifs futurs imposés à la clientèle – est assujéti au report (note 4 viii).

#### **Rémunération à base d'actions**

La Société comptabilise une charge de rémunération à l'émission d'options sur actions en vertu de son régime d'options sur actions de 2002. À compter de 2007, toutes les nouvelles options sur actions seront attribuées en vertu du régime d'options sur actions de 2006 de la Société (note 16). La charge de rémunération est évaluée à la date d'attribution selon le modèle de Black et Scholes et est amortie sur la période d'acquisition des droits de quatre ans des options attribuées. Une augmentation du surplus d'apport d'un montant égal à la charge de rémunération annuelle liée à l'émission d'options sur actions est aussi comptabilisée. Au moment de l'exercice, le produit des options est porté au crédit du capital social au prix de l'option et la juste valeur des options, antérieurement comptabilisée, est reclassée par transfert du surplus d'apport au capital social. L'exercice d'options à un prix inférieur au cours du marché a un effet dilutif sur le capital social et les capitaux propres.

La Société comptabilise aussi une charge de rémunération pour les régimes d'unités d'actions à dividende différé (« UAD ») des administrateurs et d'unités d'actions temporairement incessibles (« UAI ») selon une méthode axée sur la juste valeur, en constatant linéairement une charge de rémunération sur la période d'acquisition des droits. La juste valeur des passifs liés aux UAD et aux UAI est fondée sur le cours de clôture de l'action ordinaire de la Société à la fin de chaque période financière.

#### **Conversion des devises**

Les actifs et les passifs des établissements étrangers, qui sont tous autonomes, sont convertis au taux de change en vigueur à la date des bilans. Le taux de change en vigueur le 31 décembre 2006 était de 1,00 \$ US = 1,17 \$ CA (1,00 \$ US = 1,16 \$ CA au 31 décembre 2005). Les gains et les pertes de change latents qui en découlent sont cumulés comme composante distincte des capitaux propres au poste « Écart de conversion ». Les éléments de produits et de charges sont convertis au taux de change moyen en vigueur au cours de la période.

Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date du bilan. Les éléments de produits et de charges libellés en devises sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les gains et les pertes de change sont inclus dans l'état des résultats.

Les gains et les pertes de change sur la dette à long terme libellée en devises qui est désignée à titre de couverture des placements nets dans des établissements étrangers sont comptabilisés dans les capitaux propres au poste « Écart de conversion ».

#### **Relations de couverture**

Au 31 décembre 2006, les relations de couverture de la Société étaient composées de swaps de taux d'intérêt et d'emprunts en dollars américains. Les instruments dérivés, comme les swaps de taux d'intérêt, sont uniquement utilisés pour gérer le risque et ne sont pas utilisés aux fins de négociation.

31 décembre 2006 et 2005

## 2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

La Société désigne chaque instrument dérivé à titre de couverture d'un actif ou d'un passif précis au bilan et évalue, au moment de la mise en place de la couverture et de façon continue par la suite, si les opérations de couverture sont efficaces pour contrebalancer la variation des flux de trésorerie des éléments couverts. Les paiements ou les rentrées de fonds sur les instruments dérivés qui sont désignés et efficaces à titre de couvertures sont constatés concurremment à l'élément couvert et dans la même catégorie financière. Si un instrument dérivé est résilié ou s'il cesse d'être efficace à titre de couverture avant son échéance, le gain ou la perte à cette date est reporté et passé en résultat concurremment avec l'élément couvert. Les variations ultérieures de la valeur de l'instrument dérivé sont reflétées dans les résultats. Si l'élément couvert désigné est cédé, est frappé d'extinction ou arrive à échéance avant l'annulation de l'instrument dérivé connexe, le gain ou la perte à cette date sur cet instrument dérivé est passé en résultat. La variation de la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt, qui fluctue avec le temps, n'est constatée que lorsque des paiements d'intérêts sont versés.

Les investissements nets de la Société dans des établissements étrangers sont exposés à la variation du taux de change du dollar américain et la Société a réduit son exposition à la variation du cours du change sur une tranche importante de ses placements nets dans des établissements étrangers au moyen d'emprunts en dollars américains. Au 31 décembre 2006, la totalité de la dette à long terme de 258,6 millions \$ US de la Société avait été désignée à titre de couverture d'une tranche des placements nets de la Société dans des établissements étrangers. Au 31 décembre 2006, la Société avait des placements nets dans des établissements étrangers d'environ 121 millions \$ US disponibles à la couverture.

### Impôts sur les bénéfices

À l'exception de ce qui est décrit plus bas pour FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power, la Société et ses filiales appliquent la méthode du report variable pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon cette méthode, des actifs et des passifs d'impôts futurs sont constatés à hauteur des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs, ainsi que de l'avantage attribuable aux pertes pouvant être reportées à des exercices futurs aux fins fiscales et dont la réalisation est probable. Les actifs et les passifs d'impôts futurs sont évalués selon les taux d'imposition en vigueur et pratiquement en vigueur et les lois qui seront en vigueur lorsque les écarts devraient se résorber ou être réglés. L'incidence d'une modification des taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts futurs est portée en résultat pendant la période où la modification a lieu. La charge d'impôts exigibles est constatée à hauteur des impôts à payer estimatifs pour l'exercice considéré.

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006, FortisAlberta applique la méthode des impôts exigibles pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices fédéraux. Comme prescrit par l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007, approuvé par l'AEUB le 29 juin 2006, les charges d'impôts sur les bénéfices des sociétés sont maintenant récupérées à même les tarifs imposés à la clientèle uniquement en fonction des impôts exigibles aux fins réglementaires. En vertu de la nouvelle méthode, les tarifs courants ne comprennent pas la récupération d'impôts futurs liés à certains écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs aux fins réglementaires, puisque ces impôts devraient être récupérés à même les tarifs imposés à la clientèle lorsqu'ils deviennent exigibles. Par conséquent, FortisAlberta ne comptabilise plus d'impôts reportés à des exercices ultérieurs du fait des écarts temporaires précisés. La société comptabilise uniquement des impôts futurs pour certains montants reportés, lorsque les impôts futurs ne seront pas récupérés à même les tarifs futurs imposés à la clientèle.

En 2005, FortisAlberta a appliqué la méthode des impôts exigibles uniquement pour les impôts sur les bénéfices provinciaux puisque les charges d'impôts fédéraux ont été récupérées à même les tarifs imposés à la clientèle selon la méthode modifiée du report variable. Selon la méthode modifiée du report variable, les tarifs imposés à la clientèle comprenaient la récupération des impôts sur les bénéfices fédéraux futurs relatifs aux écarts temporaires précisés entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs aux fins réglementaires. Par conséquent, FortisAlberta avait antérieurement comptabilisé les impôts sur les bénéfices fédéraux futurs et avait constitué un passif réglementaire égal au montant comptabilisé des impôts sur les bénéfices fédéraux futurs qui n'avait pas encore été reflété dans les tarifs imposés à la clientèle. Toutefois, en raison de l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007, approuvé par l'AEUB, l'actif d'impôts futurs et le passif réglementaire correspondant ne sont plus comptabilisés, ce qui a entraîné une baisse de 50,7 millions \$ des actifs d'impôts futurs et du passif réglementaire correspondant de la Société au cours du deuxième trimestre de 2006. Si FortisAlberta avait utilisé la méthode du report variable pour ses activités réglementées en 2006, la Société aurait comptabilisé une charge d'impôts futurs additionnelle d'environ 17,7 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 (note 21). Toutefois, la charge d'impôts futurs additionnelle n'aurait eu aucune incidence sur le bénéfice puisque FortisAlberta aurait comptabilisé un actif réglementaire correspondant pour récupération future à même les tarifs imposés à la clientèle.

Comme prescrit par la BCUC, FortisBC applique la méthode des impôts exigibles pour comptabiliser les impôts sur ses bénéfices réglementés. Par conséquent, les tarifs imposés à la clientèle ne comprennent pas la récupération des impôts futurs liés aux écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs réglementaires.

La PUB prescrit la méthode de comptabilisation des impôts sur les bénéfices de Newfoundland Power. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 1981, en vertu d'une ordonnance du PUB, Newfoundland Power ne peut constater de passifs d'impôts futurs que pour les écarts temporaires entre l'excédent de l'amortissement fiscal sur l'amortissement comptable des immobilisations, excluant les CGC. Les tarifs actuellement imposés à la clientèle ne comprennent pas la récupération des impôts futurs liés à certains écarts temporaires entre la valeur fiscale des actifs et des passifs et leur valeur comptable aux fins réglementaires, mais ces impôts devraient être récupérés à même les tarifs imposés à la clientèle lorsque les impôts deviendront exigibles.

Les entités qui ne sont pas assujetties à la réglementation des tarifs constatent habituellement des actifs et des passifs d'impôts futurs pour les écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable de tous les actifs et passifs. Si cette méthode était utilisée par FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power, les passifs et les actifs d'impôts futurs auraient augmenté respectivement d'environ 121,8 millions \$ et 56,3 millions \$ au 31 décembre 2006 (respectivement 126,2 millions \$ et 29,0 millions \$ au 31 décembre 2005).

Belize Electricity est assujettie aux impôts sur les bénéfices. Toutefois, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> mars 2005, ils sont plafonnés à 1,75 % des produits bruts. Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos ne sont pas assujetties aux impôts sur les bénéfices puisqu'elles exercent leurs activités dans des juridictions libres d'impôt. BECOL n'est pas assujettie aux impôts sur les bénéfices puisqu'elle a obtenu un statut exonéré d'impôt du gouvernement du Belize pour la durée de l'entente d'achat d'électricité de 50 ans.

### Constatation des produits

Les produits des services publics réglementés de la Société sont constatés d'une manière approuvée par l'organisme de réglementation de chaque service public. Les produits des services publics réglementés sont facturés à des tarifs approuvés par les organismes de réglementation applicables et sont habituellement groupés pour inclure les services liés à la production, au transport et à la distribution, sauf pour FortisAlberta et FortisOntario. Le transport s'entend de la transmission de l'électricité à haute tension (habituellement de 69 kilovolts (« kV ») et plus) et la distribution s'entend de la transmission de l'électricité à basse tension (habituellement inférieure à 69 kV). Les réseaux de distribution acheminent l'électricité depuis les réseaux de transport jusqu'aux utilisateurs finaux.

Comme l'exigent les organismes de réglementation respectifs, les produits tirés de la vente d'électricité par FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos sont constatés selon la comptabilité d'exercice. L'électricité est calculée au compteur à la livraison aux clients et est constatée à titre de produits selon les tarifs approuvés lorsqu'elle est consommée. Les compteurs sont lus à intervalles réguliers, habituellement à tous les mois, et la facturation est établie en fonction de ces lectures. À la fin de chaque période, une certaine quantité d'électricité consommée n'aura pas été facturée. L'électricité qui est consommée mais qui n'est pas encore facturée à la clientèle fait l'objet d'une estimation et est ajoutée aux produits à chaque fin de période.

Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2006, comme l'exige le PUB, les produits tirés de la vente d'électricité par Newfoundland Power étaient constatés sur facturation aux clients. L'écart entre les produits constatés sur facturation et les produits constatés selon la comptabilité d'exercice (« produits non facturés ») a été reporté et inscrit au bilan à titre de passif réglementaire (note 4 xx). Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2006, Newfoundland Power a reçu l'approbation de la PUB pour modifier sa convention de constatation des produits aux fins financières et réglementaires, passant d'une constatation sur facturation à une constatation selon la comptabilité d'exercice. La transition vers la constatation des produits selon la comptabilité d'exercice n'a pas eu d'incidence importante sur le bénéfice annuel de Newfoundland Power en 2006. Parallèlement à cette modification de convention comptable, une tranche des produits non facturés au 31 décembre 2005 sera constatée à titre de produits de périodes futures, comme approuvé par le PUB. La société a reçu l'approbation du PUB pour constater des produits de 3,1 millions \$ en 2006 et de 2,7 millions \$ en 2007 afin de contrebalancer l'incidence fiscale liée à la transition vers la constatation des produits selon la comptabilité d'exercice aux fins fiscales pour ces exercices. L'utilisation du passif réglementaire résiduel a été reportée jusqu'à la prochaine demande tarifaire générale de la société dont le dépôt est actuellement prévu pour 2007 aux fins de l'établissement des tarifs d'électricité de 2008.

Comme l'exige la PUC, les produits tirés de la vente d'électricité par Belize Electricity sont constatés sur facturation mensuelle aux clients. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits seraient comptabilisés selon la comptabilité d'exercice. L'écart entre la constatation des produits sur facturation et la constatation selon la comptabilité d'exercice est comptabilisé au bilan à titre de passif réglementaire (note 4 xx).

FortisAlberta présente les produits et les charges liés aux services de transport sur une base nette dans les autres produits. Pour les autres services publics réglementés de la Société, les produits et les charges liés au transport sont comptabilisés sur une base brute. Comme le prescrit l'AEUB, FortisAlberta est tenue de fournir et de payer le service de transport avec l'AESO et de percevoir les produits tirés du transport de ses clients, ce qui est fait par facturation aux détaillants des clients par l'intermédiaire de la composante transport des tarifs de FortisAlberta approuvés par l'AEUB. FortisAlberta est uniquement une société de distribution et, par conséquent, n'exerce aucune activité de transport ou de production. La société est un conduit servant à transférer les coûts du transport aux utilisateurs finaux étant donné que le fournisseur de transport n'entretient pas de relation directe avec ces clients. Les tarifs perçus sont fondés sur les charges de transport prévues et, à l'égard de certains éléments des coûts du transport, FortisAlberta est assujettie au risque que les charges réelles diffèrent des produits projetés liés aux services de transport. Tous les autres écarts sont assujettis au report et sont récupérés ou remboursés à même les tarifs futurs imposés à la clientèle.

Les activités réglementées de FortisOntario sont principalement composées des activités de la Cornwall Electric et de la Canadian Niagara Power. Les tarifs d'électricité de la Cornwall Electric sont groupés en raison de la nature de l'accord de concession intervenu avec la Ville de Cornwall. Les tarifs d'électricité de la Canadian Niagara Power ne sont pas groupés. À la Canadian Niagara Power, le coût de l'énergie et du transport sont transmis à la clientèle et ces coûts, ainsi que les produits liés à la récupération de ces coûts, sont suivis et comptabilisés distinctement. Ce traitement est conforme à celui des autres services publics réglementés de l'Ontario, comme l'exige la réglementation de la CEO. Le montant des produits tirés du transport suivis distinctement à la Canadian Niagara Power est négligeable comparativement aux produits consolidés de Fortis.



31 décembre 2006 et 2005

## 2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

Les produits de la totalité des activités de production non réglementée de la Société sont constatés selon la comptabilité d'exercice et les produits sont constatés à la livraison à des tarifs fixes sous contrats ou fondés sur les prix du marché observés, comme il est stipulé dans les arrangements contractuels. Habituellement, la production des centrales de la Société est mesurée à la fin ou vers la fin du mois et les données relatives à la production sont utilisées pour comptabiliser les produits gagnés.

Les produits tirés de l'hôtellerie sont constatés lorsque les services sont rendus. Les produits de l'immobilier sont tirés de la location à des locataires de locaux pour commerce de détail et de locaux à bureaux pour des durées diverses. Les produits sont constatés au cours du mois où ils ont été gagnés à des tarifs conformes aux contrats de location. Les baux sont principalement nets et les locataires paient le taux de base plus une proportion de frais généraux déterminés. Certains locataires de commerces de détail versent un loyer additionnel exprimé en pourcentage de leurs ventes. Les charges récupérées auprès des locataires sont comptabilisées à titre de produits.

La croissance des taux de location incluse dans les contrats de location à long terme est passée en résultat selon la méthode linéaire sur la durée du contrat de location.

### Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont comptabilisées à titre de passif à la juste valeur, en même temps qu'une augmentation correspondante des immobilisations de services publics et des biens productifs. La Société constate les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans les périodes au cours desquelles elles sont engagées si une estimation raisonnable de leur juste valeur peut être établie.

La Société a des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relativement à des centrales hydroélectriques, des installations d'interconnexion et des contrats d'approvisionnement en énergie de gros. Ces éléments comporteront des obligations juridiques liées à la mise hors service d'immobilisations, y compris la remise en état de terrains et de l'environnement ou encore l'enlèvement d'actifs; cependant, la date finale et le coût de cette remise en état des lieux ou de l'enlèvement des actifs connexes ne peuvent être raisonnablement établis à l'heure actuelle.

Aucun problème environnemental important n'a été relevé jusqu'à maintenant relativement aux centrales hydroélectriques de la Société. Il est normalement prévu que ces centrales seront en exploitation à perpétuité en raison de la nature de leurs activités. Il est normalement prévu que les licences, les permis, les ententes d'interconnexion et les contrats d'approvisionnement en énergie de gros seront renouvelés ou prolongés pour une période indéfinie afin de maintenir l'intégrité des actifs et d'assurer l'approvisionnement continu d'électricité aux clients. S'il arrivait que des problèmes environnementaux soient relevés, les centrales hydroélectriques seraient déclassées ou les licences, permis ou ententes applicables seraient résiliés et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations seraient comptabilisées à ce moment, à la condition que les coûts puissent faire l'objet d'une estimation raisonnable.

La Société a aussi des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives au retrait du droit de passage de certains actifs du réseau de distribution à la fin de la durée de vie du réseau. Puisqu'il est prévu que le réseau demeurera en exploitation pendant une durée indéfinie, une estimation de la juste valeur des coûts de retrait ne peut raisonnablement être établie à l'heure actuelle.

La Société a établi qu'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations existe à l'égard de la remise en état de terrains loués sur lesquels un bâtiment de pompes de Maritime Electric est situé. Le bâtiment de pompes fait partie intégrante des activités de la société et il est normalement prévu que le contrat de location du terrain sera renouvelé pour une durée indéfinie. Par conséquent, la juste valeur des coûts de remise en état des lieux ne peut raisonnablement être estimée à l'heure actuelle. Une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations pour la remise en état de terrains sera comptabilisée lorsque le contrat de location prendra fin à la demande du locateur et que les coûts pourront faire l'objet d'une estimation raisonnable.

Le 1<sup>er</sup> avril 2006, Fortis a appliqué rétroactivement l'abrégé des délibérations du Comité sur les problèmes nouveaux n° 159, « Obligations conditionnelles liées à la mise hors service d'immobilisations » (« CPN-159 »). Le CPN-159 exige qu'une entité constate un passif égal à la juste valeur d'une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation même si le moment et la méthode de règlement sont conditionnels à des événements futurs. Bien que des obligations conditionnelles liées à la mise hors service d'immobilisations aient été relevées, aucun montant n'a été comptabilisé puisqu'elles ont une incidence négligeable sur les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société.

**Entités à détenteurs de droits variables**

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2005, la Société a adopté les recommandations de la note d'orientation concernant la comptabilité n° 15 (« NOC-15 ») à l'égard de la comptabilisation des entités à détenteurs de droits variables. La Société a procédé à un examen de ses arrangements d'affaires avec d'autres entités et a conclu que la consolidation de ces entités n'est pas nécessaire non plus que la présentation de droits variables aux termes des exigences de la NOC-15. Par conséquent, l'adoption de la NOC-15 n'a eu aucune incidence sur les états financiers.

**Utilisation d'estimations comptables**

La préparation d'états financiers selon les PCGR du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs et la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers, et sur les montants constatés des produits et des charges des périodes présentées. Les estimations sont fondées sur l'expérience historique, les conditions actuelles et diverses autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances. De plus, certaines estimations sont nécessaires puisque les environnements réglementaires au sein desquels les services publics de la Société exercent leurs activités exigent souvent que des montants soient comptabilisés à une valeur estimative jusqu'à ce que ces montants soient finalisés par suite de décisions ou d'autres procédures réglementaires. En raison de changements de faits et de circonstances et de l'incertitude inhérente aux estimations, les résultats réels peuvent différer de façon importante des estimations actuelles. Les estimations sont révisées régulièrement et, lorsque des ajustements sont nécessaires, ils sont présentés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils sont confirmés.

**3. Modification de la présentation**

Avant le 31 décembre 2006, la provision réglementaire de FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power et Maritime Electric pour coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux faisait partie intégrante de la dotation aux amortissements et était comptabilisée dans l'amortissement cumulé, puisque ces coûts étaient récupérables à même les tarifs imposés à la clientèle. Les coûts réels d'enlèvement et de remise en état des lieux engagés, déduction faite du produit de récupération, étaient portés en réduction de cette provision dans l'amortissement cumulé. Suivant les PCGR du Canada, FortisOntario, Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos passent en résultat les coûts d'enlèvement et de remise en état des lieux lorsqu'ils sont engagés. En l'absence de réglementation des tarifs, pour FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power et Maritime Electric, les coûts d'enlèvement et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, seraient constatés lorsqu'ils seraient engagés plutôt que sur la durée de vie de l'actif par l'intermédiaire de la dotation aux amortissements. La Société a modifié la présentation de la provision pour coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux, maintenant présentée à titre de passif réglementaire, plutôt que de l'inclure dans l'amortissement cumulé. Cette modification de la présentation a été appliquée rétroactivement, avec retraitement des soldes correspondants de 2005, et n'a eu aucune incidence sur le bénéfice. L'incidence de cette modification de la présentation au 31 décembre 2006 s'est traduite par une augmentation de 306,5 millions \$ (280,9 millions \$ au 31 décembre 2005) des passifs réglementaires à long terme et une augmentation correspondante de 306,5 millions \$ (280,9 millions \$ au 31 décembre 2005) du montant net des immobilisations de services publics découlant d'une diminution de l'amortissement cumulé (note 4 *xix*).

**4. Actifs et passifs réglementaires**

Les actifs et les passifs réglementaires découlent du processus d'établissement des tarifs des services publics réglementés de la Société. Les actifs réglementaires correspondent aux produits futurs liés à certains coûts engagés pendant la période considérée ou les périodes antérieures, qui seront récupérés ou qui devraient l'être auprès de la clientèle pendant les périodes futures dans le cadre du processus d'établissement des tarifs. Les passifs réglementaires correspondent aux réductions ou aux limites d'augmentation futures des produits liés à des montants qui seront ou qui devraient être remboursés à la clientèle dans le cadre du processus d'établissement des tarifs.

Tous les montants reportés à titre d'actif ou de passif réglementaire sont assujettis à une approbation réglementaire. Ainsi, les organismes de réglementation pourraient modifier les montants assujettis au report, auquel cas la modification serait immédiatement reflétée dans les états financiers. Certaines périodes de récupération ou de règlement résiduelles sont celles prévues par la direction et les périodes de récupération ou de règlement réelles pourraient être différentes du fait d'une approbation réglementaire. Selon les ordonnances ou décisions antérieures, existantes ou prévues, la Société a comptabilisé les montants suivants comme ceux censés être récupérés auprès des clients ou remboursés à ces derniers au cours des périodes futures.

31 décembre 2006 et 2005

## 4. Actifs et passifs réglementaires (suite)

### Actifs réglementaires

<i>(en milliers)</i>	2006	2005	Période de récupération résiduelle (années)
Report des charges de l'AESO <i>i)</i>	12 524 \$	11 778 \$	
Actif d'impôt municipal <i>ii)</i>	7 239	6 879	
Coûts d'approvisionnement énergétique et comptes de stabilisation tarifaire en fonction du coût de l'électricité lié aux ouragans <i>iii)</i>	5 216	5 004	
Compte de stabilisation tarifaire <i>iv)</i>	3 554	2 405	
Report du coût du carburant <i>v)</i>	1 485	–	
Mécanisme d'ajustement du coût de l'énergie (antérieur à 2004) <i>vi)</i>	1 300	1 500	
Report du coût des marchandises <i>vii)</i>	–	2 225	
Autres <i>xiv)</i>	4 351	3 498	
<b>Actifs réglementaires à court terme</b>	<b>35 669 \$</b>	<b>33 289 \$</b>	<b>1</b>
Actif réglementaire lié aux avantages complémentaires de retraite <i>viii)</i>	36 416 \$	29 401 \$	Ne peut être établie
Report des charges de l'AESO <i>i)</i>	27 044	–	2
Mécanisme d'ajustement du coût de l'énergie (antérieur à 2004) <i>vi)</i>	13 984	15 284	8
Report du coût du carburant <i>v)</i>	12 387	–	Ne peut être établie
Compte de normalisation des effets climatiques <i>ix)</i>	11 809	10 100	Ne peut être établie
Coût de gestion de l'énergie <i>x)</i>	6 008	5 413	8
Coûts d'approvisionnement énergétique et comptes de stabilisation tarifaire en fonction du coût de l'électricité lié aux ouragans <i>iii)</i>	5 903	11 979	Ne peut être établie
Amortissement reporté des immobilisations réglementaires <i>xj)</i>	5 793	–	Ne peut être établie
Charges locatives <i>xiii)</i>	4 403	3 786	17-29
Dépenses en immobilisations – Centrale nucléaire Pointe Lepreau <i>xiii)</i>	2 708	2 801	Ne peut être établie
Report du coût des marchandises <i>vii)</i>	2 298	–	2
Autres <i>xiv)</i>	4 238	3 551	Diverses
<b>Actifs réglementaires à long terme</b>	<b>132 991 \$</b>	<b>82 315 \$</b>	

### Passifs réglementaires

<i>(en milliers)</i>	2006	2005	Période de règlement résiduelle (années)
Passif d'impôt municipal <i>ii)</i>	11 328 \$	10 966 \$	
Report de produits au titre de la réduction de tarifs de 2006 <i>xv)</i>	4 200	–	
Passif d'impôts futurs réglementaire <i>xvi)</i>	3 100	900	
Mécanisme d'ajustement du coût de l'énergie (postérieur à 2003) <i>vi)</i>	2 991	3 343	
Incitatifs réglementaires <i>xvii)</i>	2 502	469	
Report réglementaire de charges de retraite <i>xviii)</i>	–	524	
Autres <i>xxi)</i>	2 259	3 190	
<b>Passifs réglementaires à court terme</b>	<b>26 380 \$</b>	<b>19 392 \$</b>	<b>1</b>
Provision réglementaire pour coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux <i>xix)</i>	306 467 \$	280 913 \$	Ne peut être établie
Passif d'impôts futurs réglementaire <i>xvi)</i>	–	52 899	–
Passif au titre des produits non facturés <i>xx)</i>	24 579	27 760	Ne peut être établie
Report réglementaire de charges de retraite <i>xviii)</i>	4 429	5 065	7
Autres <i>xxi)</i>	3 426	1 056	Diverses
<b>Passifs réglementaires à long terme</b>	<b>338 901 \$</b>	<b>367 693 \$</b>	



i) *Report des charges de l'AESO*

FortisAlberta a un compte de report des charges de l'AESO représentant les charges engagées en excédent des produits perçus pour divers éléments, tels les coûts de transport engagés et facturés aux clients, qui sont assujettis au report. Ce compte comprend également le report des apports versés à l'AESO aux fins d'investissement dans les installations de transport jusqu'au 31 décembre 2005, et certains avenants et autres charges diverses liés à la période allant de 2004 à 2006. Dans la mesure où les coûts réels qui ont été engagés dépassaient le montant des produits perçus, les coûts excédentaires ont été reportés à titre d'actif réglementaire et ils seront comptabilisés lorsqu'ils seront récupérés à même les tarifs futurs imposés à la clientèle. Si le montant des produits récupérés à même les tarifs pour ces éléments dépasse les coûts réels engagés, l'excédent est reporté à titre de passif réglementaire. Ce passif sera remboursé aux clients au moyen d'une réduction des tarifs futurs ou il sera comptabilisé lorsque des coûts additionnels seront engagés. Le report des charges de l'AESO de 2005, qui comprend le report en avant du solde du report des charges de l'AESO de 2004, a été approuvé par l'AEUB pour environ 12,9 millions \$. Ce solde, qui comprend environ 0,4 million \$ comme estimation des coûts de possession de 2007, sera récupéré auprès des clients au moyen d'un avenant d'ajustement du coût du transport en 2007. Le dépôt de la demande relative au report des charges de l'AESO pour 2006 ne sera effectué qu'en 2007. Lorsque la demande sera approuvée, le report de 2007 devrait être récupéré à même les tarifs au moyen 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 27,8 millions \$ de moins à titre d'autres produits en 2006 (13,4 millions \$ en 2005).

ii) *Actif et passif d'impôt municipal*

À Newfoundland Power, comme l'autorise le PUB, un pourcentage préétabli des produits d'électricité de l'exercice est cumulé afin de pourvoir à la taxe d'affaires et à l'impôt foncier de l'exercice suivant, tels qu'ils doivent être récupérés auprès des clients et payés aux municipalités. L'actif, déduction faite des montants déjà récupérés auprès des clients au cours de l'exercice, est classé à titre d'actif réglementaire à court terme. Le passif de 11,3 millions \$ au 31 décembre 2006 (11,0 millions \$ en 2005) est classé à titre de passif réglementaire à court terme. En l'absence de réglementation des tarifs, ces soldes feraient l'objet d'une contrepassation sans incidence sur le bénéfice.

iii) *Coûts d'approvisionnement énergétique et comptes de stabilisation tarifaire en fonction du coût de l'électricité et des ouragans*

La PUC a autorisé Belize Electricity à reporter le coût du carburant, les coûts d'approvisionnement énergétique et le coût de l'exploitation et de l'entretien des centrales au diesel qui diffèrent des coûts inclus dans les tarifs d'électricité au moment du dernier établissement. Ces reports seront récupérés auprès des clients ou crédités à ces derniers. Le compte de stabilisation tarifaire en fonction du coût de l'électricité (« CSTCÉ ») a été créé afin de réglementer la façon de transmettre à la clientèle ces charges excédentaires ou ces crédits de coûts. De même, la PUC a autorisé la création d'un compte de stabilisation tarifaire lié aux ouragans (« CSTO ») afin de réglementer la façon de transmettre à la clientèle les coûts ou les remboursements liés aux dommages causés par les ouragans. Le taux de récupération ou de crédit est calculé le 1<sup>er</sup> 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 seuil de 1,7 million \$ (3,0 millions \$ BZ), qui a pris effet le 1<sup>er</sup> juillet 2005, a été établi pour le CSTCÉ, permettant des ajustements tarifaires lorsque les nouveaux reports au CSTCÉ atteindront ce seuil. Les ajustements tarifaires résultant de l'atteinte du seuil peuvent comprendre des ajustements au volet CACÉ de la tarification, ainsi qu'une surcharge de récupération 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 seraient engagés. En 2006, une tranche de 1,0 million \$ (1,8 million \$ BZ) de réductions du coût de l'électricité, d'intérêts et de coûts liés aux ouragans a été reportée contre 15,7 millions \$ (26,0 millions \$ BZ) de coûts excédentaires en 2005. En 2006, une tranche de 4,9 millions \$ (8,3 millions \$ BZ) du coût de l'électricité et du coût de l'effet des ouragans a été récupérée à même les tarifs imposés à la clientèle comparativement à 6,4 millions \$ (10,6 millions \$ BZ) en 2005.

La PUC réglemente la récupération du solde du CSTCÉ et du CSTO. Elle a approuvé la récupération intégrale, d'ici le 30 juin 2009, des soldes en cours au 1<sup>er</sup> juillet 2005. En octobre 2005, les reports excédentaires au CSTCÉ ont atteint le seuil et le 20 décembre 2005, Belize Electricity a déposé auprès de la PUC une demande d'ajustement tarifaire afin de récupérer ces reports excédentaires et d'augmenter le volet CACÉ de la tarification. Par la suite, la PUC a approuvé une augmentation de 13 % des tarifs moyens avec prise d'effet à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006. La PUC examinera les soldes ultérieurs à l'occasion de demandes annuelles d'ajustement tarifaire ou d'atteintes de seuils futures, et la récupération dépendra de la situation future de l'exploitation, qui ne peut être établie pour le moment.

iv) *Compte de stabilisation tarifaire*

Newfoundland Power a un compte de stabilisation tarifaire qui transfère à la clientèle les charges ou les réductions liées à la variation 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 de Newfoundland Power. Le 1<sup>er</sup> juillet de chaque année, les tarifs facturés à la clientèle de Newfoundland Power sont recalculés pour amortir le solde du compte de stabilisation tarifaire au 31 décembre de l'exercice précédent sur les douze mois suivants. En l'absence de réglementation des tarifs, ces charges seraient comptabilisées de manière semblable, mais le montant récupéré ou remboursé et la période de récupération ou de remboursement ne seraient pas assujettis à une approbation réglementaire. Cet actif réglementaire n'est pas assujéti à un rendement réglementaire.

31 décembre 2006 et 2005

**4. Actifs et passifs réglementaires (suite)***v) Report du coût du carburant*

Aux termes de leurs licences respectives, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos sont autorisées à récupérer, auprès de leur clientèle, toute augmentation du coût du carburant excédant un montant de base, comme il est défini dans les licences. Les coûts sont récupérés sous la forme d'une surcharge à la facturation. Les coûts engagés et non encore récupérés auprès des clients sont reportés à titre d'actifs réglementaires. En l'absence de réglementation des tarifs, ces coûts seraient passés en charges au cours de la période pendant laquelle ils sont engagés et les coûts d'approvisionnement énergétique de Fortis Turks and Caicos, à compter de la date d'acquisition par Fortis, auraient été moins élevés de 2,0 millions \$ en 2006 et les coûts d'approvisionnement énergétique de Caribbean Utilities auraient été plus élevés de 0,9 million \$.

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

Jusqu'au 31 décembre 2003, Maritime Electric a utilisé un compte de MACÉ afin de compenser, sous forme de récupération auprès des clients ou de remboursement à ces derniers, l'effet de la variation 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 capitaux propres en actions ordinaires. En l'absence de réglementation des tarifs, ces éléments auraient été comptabilisés pendant la période au cours de laquelle ils sont engagés. En vertu de la nouvelle loi entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2004, l'IRAC a émis une ordonnance qui autorise Maritime Electric à passer en résultat, en 2006, une tranche de 1,5 million \$ de ces frais récupérables antérieurs à 2004 (2,5 millions \$ en 2005). En 2006, l'IRAC a émis une ordonnance réglementaire approuvant l'amortissement d'une tranche de 1,3 million \$ de ces coûts récupérables antérieurs à 2004 en 2007 et une tranche de 2,0 millions \$ en 2008 et chaque année par la suite jusqu'à ce que le montant soit récupéré. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits auraient été plus élevés de 1,5 million \$ en 2006 (2,5 millions \$ en 2005).

À compter de 2004, l'IRAC a autorisé la récupération auprès des clients, ou le remboursement à ces derniers, des coûts d'énergie supérieurs ou inférieurs à un montant approuvé de 6,73 cents le kWh, sur une période renouvelable de 18 mois, en vertu de l'application d'un nouveau MACÉ. En 2006, l'IRAC a ordonné le maintien du MACÉ provisoire et transitoire actuellement en vigueur, et une réduction de la période d'amortissement prévue au MACÉ, ramenée de 18 mois à 12 mois, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2007. Les montants retirés du compte de MACÉ seront récupérables à même les tarifs de base imposés à la clientèle. En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts d'approvisionnement énergétique seraient passés en charges au cours de la période pendant laquelle ils sont engagés et auraient été moins élevés de 3,1 millions \$ en 2006 (5,7 millions \$ en 2005), et les produits auraient été moins élevés de 3,5 millions \$ en 2006 (plus élevés de 0,4 million \$ en 2005).

*vii) Report du coût des marchandises*

Le report du coût des marchandises représente le solde résiduel du coût des marchandises engagé en 2000 par les anciennes activités de détail de FortisAlberta excédant les montants récupérés auprès des clients. Ces reports du coût des marchandises ont été récupérés auprès des clients au cours de la période allant de 2001 à 2003. En 2004, l'AEUB a approuvé la récupération de coûts récupérables additionnels auprès des clients. Comme il est prescrit par l'AEUB, FortisAlberta prévoit soumettre une demande au premier trimestre de 2007 pour récupérer le solde résiduel des coûts reportés auprès des clients au moyen d'un avenant tarifaire. En l'absence de réglementation des tarifs, FortisAlberta aurait comptabilisé ces coûts au cours des exercices pendant lesquels ils ont été engagés et aucun montant n'aurait été inscrit au bilan. Le solde des coûts reportés sera comptabilisé lorsqu'ils seront récupérés à même les tarifs. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits auraient été moins élevés de 0,1 million \$ en 2006 (0,1 million \$ en 2005).

*viii) Actif réglementaire lié aux avantages complémentaires de retraite (« ACR »)*

À FortisAlberta et Newfoundland Power et avant 2005 à FortisBC, le coût décaissé destiné à procurer les ACR était récupéré à même les tarifs imposés à la clientèle, tel que le permettent les organismes de réglementation. En 2005 et 2006, comme l'autorise la BCUC, la récupération du coût des ACR auprès des clients de FortisBC comprend le coût décaissé majoré de la récupération partielle du coût cumulé intégral des ACR. En 2005, tel que l'autorise l'AEUB, la récupération du coût des ACR auprès des clients de FortisAlberta était calculée selon la comptabilité d'exercice. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2006, comme le prescrit l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007, approuvé par l'AEUB, FortisAlberta récupère auprès de sa clientèle les coûts des ACR et des régimes de retraite supplémentaires en fonction des paiements au comptant versés.

L'actif réglementaire lié aux ACR représente la tranche reportée de la charge au titre des prestations constituées de FortisAlberta, de FortisBC et de Newfoundland Power qui devrait être récupérée auprès des clients à même les tarifs futurs. Lors de leur récupération auprès de la clientèle, ces charges reportées seront passées en résultat. En l'absence de réglementation des tarifs, les charges d'exploitation auraient été plus élevées de 7,0 millions \$ en 2006 (6,0 millions \$ en 2005), puisque la charge au titre des prestations constituées aurait été constatée selon la comptabilité d'exercice, comme établie par calculs actuariels, sans report des coûts comptabilisés au bilan. Cet actif réglementaire n'est pas assujéti à un rendement réglementaire.

Newfoundland Power est tenue, au plus tard à sa prochaine demande tarifaire générale, de déposer auprès du PUB un rapport traitant de la possibilité de remplacer par la comptabilité d'exercice sa méthode actuelle approuvée qui consiste à passer en charges le coût des ACR dans l'exercice au cours duquel ils sont payés.

ix) *Compte de normalisation des effets climatiques*

Le PUB a ordonné à Newfoundland Power de créer un compte de normalisation des effets climatiques afin de compenser l'effet des variations climatiques par rapport aux moyennes à long terme. Ce compte permet de diminuer d'un exercice 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 passées en résultat dans la période au cours de laquelle elles surviennent.

Dans le cadre de la demande tarifaire générale de 2003 de Newfoundland Power, il a été établi qu'une tranche de 5,6 millions \$ du solde de ce compte ne devrait pas diminuer avec le temps. Cette tranche irréversible du solde est en cours d'amortissement et de récupération à même les tarifs sur une base 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 \$ par an et diminue la charge d'impôts d'environ 0,6 million \$ par an, pour une réduction nette d'environ 1,1 million \$ par an de la tranche irréversible du solde du compte.

À l'exclusion de la tranche irréversible, la période de récupération restante du compte de normalisation des effets climatiques ne peut être établie, puisqu'elle dépend des conditions climatiques futures. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits et le coût d'approvisionnement en électricité en 2006 auraient été inférieurs respectivement de 16,5 millions \$ (10,6 millions \$ en 2005) et 13,3 millions \$ (11,2 millions \$ en 2005).

x) *Coûts de gestion de l'énergie*

FortisBC assure la prestation de services de gestion de l'énergie visant à promouvoir auprès de sa clientèle des programmes d'efficacité énergétique. Comme l'exige une ordonnance de la BCUC, la société a capitalisé toutes les dépenses connexes (à l'exception de certains coûts définis) et elle les amortit linéairement à un taux de 12,5 % par an. Cet actif réglementaire représente le solde non amorti des coûts de gestion de l'énergie. Les coûts de gestion de l'énergie non amortis devraient être récupérés à même les tarifs imposés à la clientèle sur une période moyenne de huit ans, selon les modalités de l'ordonnance de la BCUC actuellement approuvée. En l'absence de réglementation des tarifs, le coût des services de gestion de l'énergie aurait été passé en charges dans la période au cours de laquelle il a été engagé, ce qui aurait entraîné une augmentation, en 2006, des charges d'exploitation de 2,2 millions \$ (2,4 millions \$ en 2005), une réduction de la dotation aux amortissements de 1,1 million \$ (1,0 million \$ en 2005) et une diminution des impôts sur les bénéfices de 0,7 million \$ (0,8 million \$ en 2005).

xi) *Amortissement reporté des immobilisations réglementaires*

En 2006, Newfoundland Power a reporté la récupération d'une augmentation de 5,8 millions \$ de l'amortissement des immobilisations conformément à une ordonnance du PUB. Ce montant sera récupéré au cours d'une période future à être fixée par le PUB. En l'absence de réglementation des tarifs, le report de l'amortissement des immobilisations n'aurait pas été comptabilisé et la dotation aux amortissements de 2006 aurait été plus élevée de 5,8 millions \$ (néant en 2005).

xii) *Charges locatives*

Le 15 juillet 2003, FortisBC a commencé à exploiter le poste de transformation Brilliant (« PTB ») en vertu d'une entente qui vient à échéance en 2056 (à moins que la société ne la résilie avant l'échéance 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) (l'« obligation du PTB ») (note 11). Cette entente prévoit que FortisBC paiera une charge liée à la récupération 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 charges d'exploitation connexes ne sont pas intégralement récupérés par la société à même ses tarifs courants imposés à la clientèle, car ces derniers tiennent uniquement compte des charges locatives du PTB selon la comptabilité de caisse. Une tranche de 2,7 millions \$ (2,1 millions \$ au 31 décembre 2005) du solde du report réglementaire des charges locatives au 31 décembre 2006 représente la tranche reportée des charges locatives qui devrait être récupérée à même les tarifs futurs imposés à la clientèle. En l'absence de réglementation des tarifs, l'amortissement du PTB et les intérêts de l'obligation du PTB auraient été comptabilisés, ce qui aurait entraîné, en 2006, une augmentation de 2,3 millions \$ des frais financiers (2,2 millions \$ en 2005), une diminution de 2,6 millions \$ des charges d'exploitation (2,4 millions \$ en 2005) et une augmentation de 0,9 million \$ de la dotation aux amortissements (0,9 million \$ en 2005).

En vertu d'un contrat de cession-bail, le 29 septembre 1993, FortisBC a commencé à louer l'immeuble de bureaux qu'elle occupe à Trail, en Colombie-Britannique, pour une durée de 30 ans (notes 12 et 27). La société comptabilise cette entente de location comme un contrat de location-exploitation. Les modalités de cette entente exigent des paiements échelonnés croissants pendant la durée de l'entente. Comme le prescrit la BCUC, FortisBC récupère auprès de ses clients les charges locatives de l'immeuble de bureaux de Trail et comptabilise les charges locatives selon la comptabilité de caisse. En l'absence de réglementation des tarifs, les charges locatives seraient comptabilisées linéairement, ce qui n'aurait aucune incidence sur les charges constatées étant donné que les charges locatives constatées linéairement auraient été les mêmes que celles calculées selon la comptabilité de caisse en 2006 et en 2005. Sur le solde du report réglementaire des charges locatives au 31 décembre 2006, une tranche de 1,7 million \$ (1,7 million \$ au 31 décembre 2005) représente la tranche reportée des charges locatives qui devrait être récupérée auprès de la clientèle à même les tarifs futurs, à mesure que les versements échelonnés des charges locatives augmenteront. L'actif réglementaire des charges locatives reportées n'est pas assujéti à un rendement réglementaire.

31 décembre 2006 et 2005

**4. Actifs et passifs réglementaires (suite)***xiii) Dépenses en immobilisations – Centrale nucléaire Pointe Lepreau (« centrale Pointe Lepreau »)*

En 2001, Maritime Electric a comptabilisé un actif reporté d'environ 6,0 millions \$ relativement à la dépréciation de 450 millions \$ de la centrale Pointe Lepreau en 1998 par la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB »), à la suite de l'entente de transfert de droits entre ces deux sociétés. En vertu des dispositions de la *Loi sur l'énergie électrique* (Île-du-Prince-Édouard), avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2004, Maritime Electric est autorisée, sous réserve des échéances et des modalités établies par l'IRAC, à récupérer 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 Pointe Lepreau, qui sera prolongée jusqu'en 2035 après la remise en état de la centrale prévue en 2008. En l'absence de réglementation des tarifs, la dotation aux amortissements de 2006 aurait été moins élevée de 0,1 million \$ (0,6 million \$ en 2005).

*xiv) Autres actifs réglementaires*

Les autres actifs réglementaires, à court ou à long terme, ont principalement trait à FortisAlberta, FortisBC et FortisOntario.

Les autres actifs réglementaires de FortisAlberta sont liés aux coûts des audiences tarifaires, aux coûts d'auto-assurance et au coût reporté du système comptable uniforme. Lorsque la société en aura reçu l'autorisation de la part de l'AEUB, ces charges seront passées en résultat lorsqu'elles seront récupérées auprès de la clientèle à même les tarifs futurs. En l'absence de réglementation des tarifs, ces coûts auraient été passés en charges dans la période au cours de laquelle ils ont été engagés.

Les autres actifs réglementaires 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 avec BC Hydro, ainsi que les audiences tarifaires annuelles. Le solde des autres actifs réglementaires de FortisBC sera récupéré auprès de la clientèle à même les tarifs futurs, tel que l'autorise ou l'autorisera la BCUC. En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts auraient été passés en charges dans la période au cours de laquelle ils ont été engagés.

FortisOntario a des comptes réglementaires, approuvés par la CEO, pour compenser l'incidence des coûts d'approvisionnement en électricité et des coûts connexes qui sont supérieurs ou inférieurs aux montants récupérés à même les tarifs et pour reporter les coûts transitoires liés à la préparation à un marché concurrentiel de l'électricité. En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts d'approvisionnement en électricité seraient passés en charges dans la période pendant laquelle ils sont engagés et les coûts transitoires seraient reportés d'une façon convenant à leur caractère en capital. Toutefois, le montant à récupérer et la période de récupération ne seraient pas assujettis à une approbation réglementaire. Les autres actifs réglementaires de FortisOntario comprennent aussi des coûts extraordinaires de 1,6 million \$ engagés en raison d'une tempête hivernale précoce survenue en octobre 2006. En janvier 2007, FortisOntario a déposé une demande d'approbation auprès de la CEO pour récupérer les coûts liés à cette tempête à même les tarifs futurs imposés à la clientèle. En l'absence de réglementation des tarifs, ces coûts auraient été passés en charges dans la période pendant laquelle ils ont été engagés.

Une tranche de 3,7 millions \$ du solde total des autres actifs réglementaires à court et à long terme au 31 décembre 2006 n'est pas assujettie à un rendement réglementaire (0,5 million \$ en 2005). En l'absence de réglementation des tarifs, les autres actifs réglementaires à court et à long terme ci-dessus n'auraient pas été autorisés, et en 2006, les produits auraient été moins élevés de 0,4 million \$ (0,2 million \$ en 2005), les charges d'exploitation auraient été plus élevées de 4,3 millions \$ (2,2 millions \$ en 2005), la dotation aux amortissements aurait été moins élevée de 0,7 million \$ (0,5 million \$ en 2005) et les impôts sur les bénéfices des sociétés auraient été moins élevés de 0,5 million \$ (0,6 million \$ en 2005).

*xv) Report de produits au titre de la réduction de tarifs de 2006*

En 2006, FortisAlberta a reçu des produits fondés sur des tarifs provisoires imposés à la clientèle. Le 29 juin 2006, dans le cadre de l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007, l'AEUB a approuvé une réduction des tarifs pour 2006 entraînant le report de 4,2 millions \$ des produits tirés des tarifs d'électricité pour 2006 qui seront remboursés aux clients en 2007. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits auraient été plus élevés de 4,2 millions \$ en 2006 (néant en 2005). Ce report de produits n'est pas assujetti à un rendement réglementaire.

*xvi) Passif d'impôts futurs réglementaire*

En 2005, FortisAlberta a récupéré, à même ses tarifs approuvés imposés à la clientèle, un montant de 3,1 millions \$ lié à une charge d'impôts futurs, qui a été constaté à titre de passif aux fins de l'établissement des tarifs imposés à la clientèle. Aux fins des états financiers, seule une tranche de 0,1 million \$ des 3,1 millions \$ a été constatée comme charge d'impôts futurs. Ainsi, le solde de 3,0 millions \$ des produits a été reporté. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits auraient été plus élevés de 3,0 millions \$ en 2005. Conformément à l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007, approuvé par l'AEUB, ce solde est remboursé aux clients en 2007 et, par conséquent, il est classé comme passif réglementaire à court terme au 31 décembre 2006.



En 2005, en raison de la récupération d'une tranche des impôts fédéraux futurs à même les tarifs courants, FortisAlberta avait constaté la totalité des impôts fédéraux futurs dans les états financiers. Par conséquent, FortisAlberta avait constitué un passif réglementaire égal au montant des impôts fédéraux futurs constatés dans les états financiers, qui n'avait pas encore été reflété dans les tarifs imposés à la clientèle. Ces montants auraient été reflétés dans les tarifs futurs imposés à la clientèle lorsque les écarts temporaires se seraient résorbés. Comme le prescrit l'AEUB dans l'Accord de règlement négocié pour 2006–2007, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2006, FortisAlberta récupère dorénavant les impôts sur les bénéfiques à même les tarifs imposés à la clientèle uniquement en fonction des impôts sur les bénéfiques exigibles aux fins réglementaires et, par conséquent, le solde du passif d'impôts futurs réglementaire de 50,7 millions \$ n'a plus été constaté en 2006. Cette tranche du passif d'impôts futurs réglementaire n'était pas assujettie à un rendement réglementaire.

xvii) *Incitatifs réglementaires*

Le cadre réglementaire de FortisBC comporte des mécanismes d'ÉTR autorisant la récupération auprès des clients ou le remboursement à ces derniers d'une partie de certaines augmentations ou diminutions des coûts par rapport à ceux qui ont servi à l'établissement des tarifs. La disposition finale des montants reportés à titre d'actif ou de passif d'incitatifs réglementaires selon l'ÉTR est établie par les mécanismes de partage avec la clientèle approuvés par des ordonnances de la BCUC. Le remboursement du passif d'incitatifs réglementaires selon l'ÉTR de 2005 a été approuvé par la BCUC et sera fait au moyen de réductions des produits tirés de l'électricité de 2006, avec une augmentation correspondante des autres produits. Le règlement en 2007 du passif d'incitatifs réglementaires selon l'ÉTR de 2006 a été approuvé par la BCUC et sera fait au moyen d'une réduction des produits tirés de l'électricité de 2007. En l'absence de réglementation des tarifs, les montants d'incitatifs réglementaires selon l'ÉTR ne seraient pas comptabilisés, ce qui aurait augmenté les autres produits de 2,6 millions \$ en 2006 et diminué les autres produits de 1,2 million \$ en 2005.

xviii) *Report réglementaire relatif à un régime de retraite*

Ce passif réglementaire représente l'excédent des charges de retraite de FortisAlberta qui n'a pas été reflété dans les tarifs imposés à la clientèle et qui entraînera une réduction des tarifs futurs lorsqu'il sera comptabilisé. Lorsque les tarifs futurs seront réduits, ce passif sera repris et passé en diminution des charges de retraite. En l'absence de réglementation des tarifs, des charges d'exploitation additionnelles de 0,6 million \$ auraient été comptabilisées en 2006 (3,6 millions \$ en 2005). Ce report réglementaire de charges de retraite n'est pas assujetti à un rendement réglementaire.

En 2005, le report réglementaire de charges de retraite de FortisAlberta englobait aussi un passif réglementaire à court terme de 0,5 million \$ découlant de la récupération à même les tarifs imposés à la clientèle de charges de retraite relatives à des cotisations qui n'avaient pas encore été versées dans le régime de retraite. Cette tranche du solde a été remboursée aux clients en 2006 au moyen d'une réduction des tarifs. Par conséquent, en l'absence de réglementation des tarifs, les charges d'exploitation de 2006 auraient été plus élevées de 0,5 million \$ (néant en 2005).

xix) *Provision réglementaire pour coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux*

Comme le prescrivent les organismes de réglementation, ce passif réglementaire représente les montants récupérés à même les tarifs imposés à la clientèle sur la durée de vie de certaines immobilisations de services publics de FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power et Maritime Electric, attribuables aux coûts d'enlèvement et de remise en état des lieux qui devraient être engagés à l'avenir. Comme le prescrivent les organismes de réglementation, la dotation aux amortissements de FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power et Maritime Electric comprend un montant autorisé aux fins réglementaires pour pourvoir à ces coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération. Les coûts réels d'enlèvement et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, sont portés en réduction de ce passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés. Ce passif réglementaire représente le montant des coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux prévus qui sont liés aux immobilisations de services publics en service à la date du bilan, calculés selon les taux d'amortissement courants approuvés par les organismes de réglementation. Tout écart entre les coûts réels engagés et les coûts supposés dans les montants récupérés, et tous les ajustements cumulatifs découlant de changements des taux d'amortissement approuvés par les organismes de réglementation auxquels ces coûts sont récupérés, sont reflétés dans ce passif réglementaire, et une opération de sens inverse est comptabilisée à titre d'ajustement à l'amortissement cumulé. En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts d'enlèvement et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, auraient été passés en résultat lorsqu'ils auraient été engagés plutôt que sur la durée de vie des actifs par l'intermédiaire de la dotation aux amortissements. En 2006, le montant inclus dans la dotation aux amortissements relativement à la provision pour coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux s'est établi à 29,5 millions \$ (21,7 millions \$ en 2005). En 2006, les coûts réels d'enlèvement et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, se sont établis à 4,4 millions \$ (1,9 million \$ en 2005). En l'absence de réglementation des tarifs, la dotation aux amortissements aurait été moins élevée de 29,5 millions \$ (21,7 millions \$ en 2005) et les charges d'exploitation auraient été plus élevées de 4,4 millions \$ (1,9 million \$ en 2005). En l'absence de réglementation des tarifs, la provision pour coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux n'aurait pas été constatée. Par conséquent, les passifs réglementaires à long terme auraient été moins élevés de 306,5 millions \$ (280,9 millions \$ en 2005) et les bénéfiques non répartis auraient été plus élevés de 306,5 millions \$ (280,9 millions \$ en 2005).

31 décembre 2006 et 2005

## 4. Actifs et passifs réglementaires (suite)

### xx) Passif au titre des produits non facturés

Belize Electricity comptabilise les produits tirés des ventes d'électricité sur facturation (note 2). Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2006, Newfoundland Power comptabilisait aussi sur facturation les produits tirés des ventes d'électricité. L'écart entre les produits constatés sur facturation et ceux comptabilisés selon la comptabilité d'exercice est constaté au bilan à titre de passif réglementaire. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2006, Newfoundland Power a modifié de façon prospective sa convention de constatation des produits en adoptant la comptabilité d'exercice, comme il a été approuvé par le PUB (note 2). Par conséquent, un écart cumulatif de 23,6 millions \$ entre les produits constatés sur facturation au 31 décembre 2005 et les produits qui auraient été constatés au 31 décembre 2005 selon la comptabilité d'exercice a été comptabilisé à titre de passif réglementaire. Comme l'a ordonné le PUB, Newfoundland Power a amorti une tranche de 3,1 millions \$ de ce passif réglementaire en 2006. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits comptabilisés selon la comptabilité d'exercice en 2006 auraient été moins élevés de 1,8 million \$ (plus élevés de 0,6 million \$ en 2005).

### xxi) Autres passifs réglementaires

Les autres passifs réglementaires, inclus comme passifs à court ou à long terme, ont principalement trait à FortisOntario, FortisAlberta et Newfoundland Power.

Comme il est permis en vertu de l'accord de concession de Cornwall Electric, FortisOntario est assurée d'une marge brute annuelle sur l'énergie vendue, sous réserve d'ajustements réglementaires, et a un compte réglementaire pour compenser l'incidence de la variation des marges brutes réelles par rapport aux marges brutes garanties. En l'absence de réglementation des tarifs, une marge brute garantie ne serait pas autorisée.

À FortisAlberta, les autres passifs réglementaires comprennent principalement un montant dû aux clients, 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 et celui qui a été inclus dans les tarifs imposés à la clientèle en 2006. Le solde de 2005 de 0,9 million \$ a été remboursé aux clients en 2006 au moyen d'une réduction des tarifs imposés à la clientèle en 2006. En 2006, des produits additionnels de 1,9 million \$ ont été reportés en raison de l'incidence de la modification de certains taux d'amortissement fiscal. En l'absence de réglementation des tarifs, ces soldes n'auraient pas été reportés.

À Newfoundland Power, les autres passifs réglementaires comprennent une réserve pour variation du coût d'achat unitaire de l'électricité, approuvée par le PUB, visant à limiter les variations du coût d'achat d'électricité liées à la mise en œuvre d'une structure tarifaire de l'énergie de gros fondée sur la demande, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2005. L'utilisation de la réserve limite la volatilité du coût d'achat d'électricité à l'intérieur d'une fourchette approuvée par le PUB. Le solde de la réserve est révisé chaque année par le PUB qui en dispose à son gré. En l'absence de réglementation des tarifs, les variations du coût d'achat d'électricité seraient passées en résultat dans la période au cours de laquelle elles se produisent.

Une tranche de 4,3 millions \$ du solde total des autres passifs réglementaires à court et à long terme au 31 décembre 2006 n'est pas assujettie à un rendement réglementaire (4,2 millions \$ en 2005). En l'absence de réglementation des tarifs, les autres passifs réglementaires à court et à long terme n'auraient pas été autorisés, et en 2006, les produits auraient été plus élevés de 0,8 million \$ (2,4 millions \$ en 2005), les coûts d'approvisionnement énergétique auraient été moins élevés de 2,1 millions \$ (néant en 2005) et les charges d'exploitation n'auraient subi aucune incidence (plus élevées de 0,4 million \$ en 2005).

## 5. Charges reportées et autres actifs

(en milliers)

	2006	2005
Coûts reportés des régimes de retraite (note 22)	102 048 \$	97 194 \$
Escompte d'émission de la dette à long terme non amorti et frais de financement reportés	22 617	21 937
Apports de l'AESO	17 270	–
Perte reportée sur swap de taux d'intérêt	11 035	12 443
Coûts récupérables et coûts de projets reportés	10 055	8 357
Prêts de gestion de l'énergie	4 314	3 944
Placement détenu à titre de garantie	2 792	–
Autres charges reportées	4 704	4 265
	<b>174 835 \$</b>	<b>148 140 \$</b>

## 6. Immobilisations de services publics

2006			Apports sous forme d'aide à la construction (montant net)	Ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales (montant net)	Valeur comptable nette
(en milliers)	Coût	Amortissement cumulé			
Distribution	3 190 900 \$	(881 978)\$	(425 641)\$	(96 119)\$	1 787 162 \$
Transport	849 834	(210 579)	–	–	639 255
Production	903 273	(245 156)	–	–	658 117
Actifs en construction	130 026	–	–	–	130 026
Autres	551 470	(191 179)	–	–	360 291
	<b>5 625 503 \$</b>	<b>(1 528 892)\$</b>	<b>(425 641)\$</b>	<b>(96 119)\$</b>	<b>3 574 851 \$</b>

2005			Apports sous forme d'aide à la construction (montant net)	Ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales (montant net)	Valeur comptable nette
(en milliers)	Coût	Amortissement cumulé			
Distribution	2 804 748 \$	(781 196)\$	(398 418)\$	(100 913)\$	1 524 221 \$
Transport	689 295	(182 377)	–	–	506 918
Production	604 291	(137 722)	–	–	466 569
Actifs en construction	95 052	–	–	–	95 052
Autres	465 041	(157 408)	–	–	307 633
	<b>4 658 427 \$</b>	<b>(1 258 703)\$</b>	<b>(398 418)\$</b>	<b>(100 913)\$</b>	<b>2 900 393 \$</b>

Les actifs de distribution de la Société sont ceux qui sont utilisés aux fins de la distribution d'électricité à tension plus basse (habituellement inférieure à 69 kV). Ces actifs comprennent les poteaux, les tours et les montages, les câbles à basse tension, les transformateurs, les conducteurs aériens et souterrains, l'éclairage des voies publiques, les compteurs, les appareils de mesurage et autre matériel connexe. Les actifs de transport sont ceux utilisés pour le transport de l'électricité à une tension plus élevée (habituellement de 69 kV et plus). Ces actifs comprennent les poteaux, les câbles et les conducteurs, les sous-stations, les structures de soutien et autre matériel connexe. Les actifs de production sont ceux utilisés pour la production d'électricité. Ces actifs comprennent les centrales hydroélectriques et thermiques, les turbines alimentées au gaz naturel et à combustion, les barrages, les réservoirs et autre matériel connexe.

Le coût des immobilisations de services publics faisant l'objet de contrats de location-acquisition au 31 décembre 2006 s'établissait à 27,2 millions \$ (26,2 millions \$ en 2005) et l'amortissement cumulé connexe était de 3,4 millions \$ (2,5 millions \$ en 2005).

## 7. Biens productifs

	2006			2005
(en milliers)	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Valeur comptable nette
Bâtiments	421 361 \$	(35 441)\$	385 920 \$	334 452 \$
Terrains	51 365	–	51 365	45 208
Incitatifs à la location	17 457	(11 133)	6 324	6 578
Matériel	39 454	(14 907)	24 547	20 582
Construction en cours	828	–	828	7 788
	<b>530 465 \$</b>	<b>(61 481)\$</b>	<b>468 984 \$</b>	<b>414 608 \$</b>

Le coût des biens productifs faisant l'objet de contrats de location-acquisition au 31 décembre 2006 s'établissait à 11,0 millions \$ (11,3 millions \$ en 2005) et l'amortissement cumulé connexe était de 6,6 millions \$ (5,7 millions \$ en 2005).

31 décembre 2006 et 2005

## 8. Placements

(en milliers)

	2006	2005
Caribbean Utilities	– \$	164 808 \$
Autres placements	2 536	2 585
	<b>2 536 \$</b>	167 393 \$

Le 7 novembre 2006, la Société, par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive, a acquis une participation additionnelle d'environ 16 % dans Caribbean Utilities et détient maintenant une participation conférant le contrôle d'environ 54 % dans la société. Le bilan de Caribbean Utilities au 7 novembre 2006 a été consolidé dans le bilan au 31 décembre 2006 de Fortis (note 23). Avant l'acquisition de sa participation conférant le contrôle dans Caribbean Utilities, Fortis comptabilisait son placement dans Caribbean Utilities à la valeur de consolidation.

## 9. Écart d'acquisition

(en milliers)

	2006	2005
Solde au début de l'exercice	512 139 \$	514 041 \$
Acquisition d'une participation conférant le contrôle dans Caribbean Utilities (note 23)	105 859	–
Acquisition de Fortis Turks and Caicos (note 23)	38 747	–
Acquisition de PLP (note 23)	–	1 210
Redressement fiscal relatif à Cornwall Electric	–	(2 630)
Comptabilisation définitive des coûts de restructuration liés à des acquisitions	–	(482)
Incidence de la conversion des devises	4 566	–
Solde à la fin de l'exercice	<b>661 311 \$</b>	512 139 \$

L'écart d'acquisition lié à l'acquisition d'une participation conférant le contrôle dans Caribbean Utilities le 7 novembre 2006 et l'acquisition de Fortis Turks and Caicos le 28 août 2006 est libellé en dollars américains puisque le placement dans ces sociétés est détenu par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive de Fortis dont la monnaie de présentation est le dollar américain. L'incidence de la conversion des devises en 2006 découle de la conversion de l'écart d'acquisition libellé en dollars américains et l'incidence du repli du dollar canadien par rapport au dollar américain entre la date des acquisitions et le 31 décembre 2006.

En 2005, l'écart d'acquisition a été réduit d'environ 2,6 millions \$ au moment de la constatation d'un actif d'impôts futurs en raison du règlement favorable d'un redressement fiscal de l'Agence du revenu du Canada (« ARC ») relatif à un actif d'impôts créé lorsque Cornwall Electric a été acquise par un propriétaire antérieur. Une réduction additionnelle de 0,5 million \$ de l'écart d'acquisition en 2005 a découlé de la comptabilisation définitive de certains coûts de restructuration liés à l'acquisition de FortisAlberta et de FortisBC.

## 10. Emprunts sur les facilités de crédit

Les facilités de crédit de la Société et de ses filiales, présentées dans le tableau qui suit, portent intérêt à des taux variant de 4,5 % à 6,8 % au 31 décembre 2006 (3,3 % à 5,3 % au 31 décembre 2005). Au 31 décembre 2006, la Société et ses filiales avaient des lignes de crédit autorisées consolidées de 952,0 millions \$, dont une tranche de 546,7 millions \$ n'était pas utilisée.



Le sommaire qui suit présente les facilités de crédit de la Société par secteur d'exploitation aux 31 décembre.

(en millions \$)	Siège social	Services publics réglementés	Fortis Generation	Fortis Properties	Total 2006	Total 2005
Total des facilités de crédit	315,0	622,2	2,3	12,5	<b>952,0</b>	747,1
Facilités de crédit utilisées						
Emprunts à court terme	–	(94,3)	–	(3,4)	<b>(97,7)</b>	(48,9)
Dettes à long terme (note 11)	(84,1)	(151,4)	–	–	<b>(235,5)</b>	(85,8)
Lettres de crédit en cours	(4,6)	(65,3)	–	(2,2)	<b>(72,1)</b>	(73,6)
Facilités de crédit disponibles	226,3	311,2	2,3	6,9	<b>546,7</b>	538,8

Aux 31 décembre 2006 et 2005, certains emprunts en vertu des facilités de crédit de la Société et de ses filiales étaient classés comme dettes à long terme. Ces emprunts sont contractés en vertu de facilités de crédit à long terme, et la direction se propose de les refinancer au moyen d'un financement permanent à long terme au cours de périodes à venir.

En janvier 2006, Newfoundland Power a renégocié sa facilité de crédit à terme consentie de 100 millions \$, pour en prolonger la durée qui passe de un an à trois ans; la facilité échoit maintenant en janvier 2009.

En janvier 2006, le financement provisoire non garanti et non renouvelable à court terme de 25 millions \$ de Maritime Electric a été prolongé jusqu'en juillet 2007. En août 2006, le montant disponible sur les facilités de crédit d'exploitation de Maritime Electric est passé de 25 millions \$ à 30 millions \$.

En mars 2006, FortisAlberta a modifié sa facilité de crédit à terme non garantie consentie, en portant le montant disponible de 150 millions \$ à 200 millions \$ et en repoussant l'échéance de mai 2008 à mai 2010. En outre, la société, avec le consentement des prêteurs, peut demander une augmentation de 50 millions \$ de la limite de cette facilité de crédit, aux mêmes modalités que la facilité de crédit existante. En juillet 2006, FortisAlberta a contracté une facilité de crédit à vue de 10 millions \$, relevant à 20 millions \$ le montant disponible à la société en vertu des facilités de crédit à vue non garanties.

En mai 2006, la facilité de crédit d'exploitation de 364 jours de 50 millions \$ de FortisBC a été prolongée jusqu'en mai 2007.

En juin 2006, Fortis a renégocié et modifié ses facilités de crédit non garanties de 145 millions \$ et de 50 millions \$, repoussant l'échéance de ces facilités de mai 2008 et de janvier 2009 respectivement à mai 2010 et janvier 2011. De plus, en juillet 2006, le montant disponible en vertu de la facilité non garantie consentie de 145 millions \$ a été haussé à 250 millions \$. Ces facilités de crédit peuvent être utilisées aux fins générales de la Société, notamment des acquisitions.

Au 31 décembre 2006, les facilités de crédit des services publics réglementés comprenaient à la fois une facilité de découvert de 2,0 millions \$ US et une facilité de crédit de soutien de 9,0 millions \$ US pour les dommages causés par les ouragans à Fortis Turks and Caicos. Aucun prélèvement n'avait été effectué sur ces facilités au 31 décembre 2006.

Au 31 décembre 2006, les facilités de crédit des services publics réglementés comprenaient un total de 22,7 millions \$ US liés à Caribbean Utilities, y compris une ligne de crédit pour les dépenses en immobilisations de 10,0 millions \$ US, une ligne de crédit d'exploitation de 5,0 millions \$ US, un prêt de soutien en cas de catastrophes de 5,0 millions \$ US, de même que des lettres de crédit et une ligne de crédit sur carte de crédit de 2,7 millions \$ US. Le 27 novembre 2006, Caribbean Utilities a renégocié ses facilités de crédit, relevant à 17,0 millions \$ US sa ligne de crédit pour les dépenses en immobilisations et à 7,5 millions \$ US sa ligne de crédit d'exploitation de 5,0 millions \$ US ainsi que son prêt de soutien en cas de catastrophes de 5,0 millions \$ US, le total des facilités de crédit s'élevant à 34,7 millions \$ US. Ces modifications apportées aux facilités de crédit en novembre 2006 n'ont pas été reflétées dans le tableau ci-dessus étant donné que la Société a consolidé le bilan de Caribbean Utilities au 7 novembre 2006.

31 décembre 2006 et 2005

## 11. Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition

(en milliers)	2006	2005
<b>Services publics réglementés</b>		
<i>FortisAlberta</i>		
Débiteures non garanties de premier rang à 5,33 % échéant en 2014	200 000 \$	200 000 \$
Débiteures non garanties de premier rang à 6,22 % échéant en 2034	200 000	200 000
Débiteures non garanties de premier rang à 5,40 % échéant en 2036	100 000	–
	<b>500 000</b>	400 000
<i>FortisBC</i>		
<i>Débiteures garanties :</i>		
11,00 % de série E échéant en 2009	5 250	6 000
9,65 % de série F échéant en 2012	15 000	15 000
8,80 % de série G échéant en 2023	25 000	25 000
<i>Débiteures non garanties :</i>		
6,75 % de série J échéant en 2009	50 000	50 000
5,48 % de série 04-1 échéant en 2014	140 000	140 000
8,77 % de série H échéant en 2016	25 000	25 000
7,81 % de série I échéant en 2021	25 000	25 000
5,60 % de série 05-1 échéant en 2035	100 000	100 000
Obligations découlant des contrats de location-acquisition	26 410	25 792
	<b>411 660</b>	411 792
<i>Newfoundland Power</i>		
<i>Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement :</i>		
Série AC à 11,875 % échéant en 2007	31 870	32 270
Série AD à 10,550 % échéant en 2014	31 753	32 153
Série AE à 10,900 % échéant en 2016	34 000	34 400
Série AG à 9,000 % échéant en 2020	35 200	35 600
Série AF à 10,125 % échéant en 2022	34 400	34 800
Série AH à 8,900 % échéant en 2026	36 035	36 435
Série AI à 6,800 % échéant en 2028	46 000	46 500
Série AJ à 7,520 % échéant en 2032	72 000	72 750
Série AK à 5,441 % échéant en 2035	58 800	59 400
	<b>380 058</b>	384 308
<i>Maritime Electric</i>		
<i>Obligations hypothécaires de premier rang 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
	<b>92 000</b>	92 000
<i>FortisOntario</i>		
Billets non garantis de premier rang à 7,092 % échéant en 2018	30 000	30 000
Billets non garantis de premier rang à 7,092 % échéant en 2018	22 000	22 000
	<b>52 000</b>	52 000

<i>(en milliers)</i>	2006	2005
<i>Belize Electricity</i>		
<i>Garantis :</i>		
RBTT Merchant Bank (15,2 M\$ BZ)	8 869	10 997
First Caribbean International Bank	–	2 908
<i>Non garantis :</i>		
Débentures à 12,00 % échéant en 2012 (17,0 M\$ BZ)	9 909	9 888
Débentures à 9,50 % échéant en 2021 (19,4 M\$ BZ)	11 318	11 307
Débentures à 10,00 % échéant en 2022 (23,9 M\$ BZ)	13 920	11 378
Caribbean Development Bank (15,3 M\$ BZ)	8 915	10 419
Banque européenne d'investissement (2,1 M euros)	3 254	3 190
Banque internationale pour la reconstruction et le développement (« BIRD ») (8,2 M\$ BZ)	4 799	6 178
La Banque Toronto-Dominion (5,4 M\$ BZ)	3 172	4 429
La Banque de Nouvelle-Écosse (4,4 M\$ BZ)	2 592	–
Scotiabank & Trust (Cayman) Limited (6,0 M\$ BZ)	3 496	–
M&T Bank (anciennement All-First Bank), remboursé en 2006	–	1 119
Prêt à terme à 6,75 %, remboursé en 2006	–	443
	<b>70 244</b>	<b>72 256</b>
<i>Caribbean Utilities</i>		
<i>Non garantis :</i>		
Banque européenne d'investissement #3 à 3,00 % échéant en 2009 (1,3 M\$ US)	1 505	–
Billets de premier rang à 8,47 % échéant en 2010 (6,0 M\$ US)	6 992	–
Billets de premier rang à 6,47 % échéant en 2013 (17,5 M\$ US)	20 395	–
Billets de premier rang à 7,64 % échéant en 2014 (24 M\$ US)	27 970	–
Billets de premier rang à 6,67 % échéant en 2016 (30 M\$ US)	34 962	–
Billets de premier rang à 5,09 % échéant en 2018 (40 M\$ US)	46 616	–
Billets de premier rang à 5,96 % échéant en 2020 (30 M\$ US)	34 962	–
	<b>173 402</b>	<b>–</b>
<i>Fortis Turks and Caicos</i>		
<i>Non garantis :</i>		
First Caribbean International Bank (5,2 M\$ US)	6 025	–
Scotiabank (Turks and Caicos) Ltd. (14,7 M\$ US)	17 118	–
	<b>23 143</b>	<b>–</b>
<b>Activités non réglementées – Fortis Generation</b>		
<i>Garantis :</i>		
<i>BECOL</i>		
Prêt à terme échéant en 2011 (28,5 M\$ US)	33 161	37 972
<i>Société Exploits</i>		
Prêt à terme échéant en 2028	62 912	63 994
<i>Société Walden Power</i>		
Hypothèque de SWP à 9,44 % échéant en 2013	5 817	6 397
	<b>101 890</b>	<b>108 363</b>

31 décembre 2006 et 2005

## 11. Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (suite)

(en milliers)	2006	2005
<b>Activités non réglementées – Fortis Properties</b>		
<i>Garantis :</i>		
Hypothèque de premier rang à 6,42 % échéant en 2007	3 789	–
Hypothèque de premier rang à 6,85 % échéant en 2007	4 685	4 855
Hypothèque de premier rang à 5,10 % échéant en 2010	28 163	29 068
Hypothèque de premier rang à 5,35 % échéant en 2010	11 729	12 097
Hypothèque de premier rang à 8,15 % échéant en 2010	15 579	16 522
Hypothèque de premier rang à 9,47 % échéant en 2010	10 871	11 181
Hypothèque de premier rang à 7,42 % échéant en 2012	25 535	26 383
Hypothèque de premier rang à 7,77 % échéant en 2012	21 134	21 779
Hypothèque de premier rang à 6,58 % échéant en 2013	31 394	32 614
Hypothèque de premier rang à 7,30 % échéant en 2013	28 069	28 742
Hypothèque de premier rang à 6,42 % échéant en 2014	15 006	15 290
Hypothèque de premier rang à 7,50 % échéant en 2017	41 134	42 433
Billets de premier rang à 7,32 % échéant en 2019	17 635	18 521
Obligations liées à des contrats de location-acquisition	2 602	3 885
Facilités de crédit non renouvelables échéant en 2009 et 2010	7 693	–
Billet ne portant pas intérêt, remboursé en 2006	–	428
	<b>265 018</b>	263 798
<b>Fortis Inc.</b>		
Débetures non garanties de premier rang à 7,40 % échéant en 2010	100 000	100 000
Débetures convertibles subordonnées non garanties à 6,75 % échéant en 2012 (10 M\$ US)	11 123	10 998
Débetures convertibles subordonnées non garanties à 5,50 % échéant en 2013 (10 M\$ US)	11 349	11 278
Billets non garantis de premier rang à 5,74 % échéant en 2014 (150 M\$ US)	174 810	174 450
Débetures convertibles subordonnées non garanties à 5,50 % échéant en 2016 (40 M\$ US)	41 039	–
	<b>338 321</b>	296 726
Classement à long terme des facilités de crédit (note 10)	<b>235 513</b>	85 823
Total de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition	<b>2 643 249</b>	2 167 066
Moins : versements à court terme au titre de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition	<b>84 786</b>	31 392
	<b>2 558 463 \$</b>	2 135 674 \$

### Services publics réglementés

#### FortisAlberta

Le 21 avril 2006, FortisAlberta a émis des débetures non garanties de 100 millions \$ portant intérêt au taux de 5,40 % par année, échéant le 21 avril 2036.

#### FortisBC

Les débetures garanties de série E, F et G sont garanties par une charge de premier rang fixe et flottante sur les actifs de FortisBC. Des paiements à fonds d'amortissement de 0,75 million \$ par année sont requis pour les débetures garanties de série E.

Le 10 novembre 2005, FortisBC a émis des débetures non garanties de 100 millions \$ portant intérêt à 5,60 % et échéant le 9 novembre 2035.

FortisBC a une obligation liée à un contrat de location-acquisition relativement au PTB (note 4 xiii). Les charges locatives minimales relatives à cette obligation liée à un contrat de location-acquisition s'établissent à environ 2,6 millions \$ par année pendant la durée restante du contrat de location jusqu'en 2032. L'obligation locative relative au PTB porte intérêt à un taux mixte de 8,62 %.



*Newfoundland Power and Maritime Electric*

Les obligations hypothécaires de premier rang de Newfoundland Power et de Maritime Electric sont garanties par une charge de premier rang fixe et spécifique sur les immobilisations de services publics respectives qui sont détenues ou qui seront acquises et par une charge flottante sur la totalité des autres actifs.

Le 15 août 2005, Newfoundland Power a clôturé un placement privé d'obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement de 60 millions \$ à 5,441 % échéant le 15 août 2035.

*Belize Electricity*

Le prêt de la RBTT Merchant Bank porte intérêt à des taux s'échelonnant de 5,75 % à 8,15 % et vient à échéance entre 2010 et 2012. Le prêt est garanti par une débenture sur des actifs spécifiques de la société.

Les débentures non garanties à 12,00 % peuvent être rachetées par Belize Electricity en tout temps après le 30 juin 2003 jusqu'à l'échéance sous réserve d'un préavis écrit d'au plus 60 jours et d'au moins 30 jours aux porteurs, et sont remboursables au gré des porteurs en tout temps à compter du 30 juin 2002 sous réserve d'un préavis écrit de douze mois à Belize Electricity. Le rachat de gré à gré en tout temps entre Belize Electricity et les porteurs de débentures est aussi autorisé.

Les débentures non garanties à 9,50 % peuvent être rachetées par Belize Electricity en tout temps après le 30 avril 2008 jusqu'à l'échéance sous réserve d'un préavis écrit d'au plus 60 jours et d'au moins 30 jours aux porteurs, et sont remboursables au gré des porteurs en tout temps à compter du 30 avril 2008 sous réserve d'un préavis de douze mois à Belize Electricity. Le rachat de gré à gré en tout temps entre Belize Electricity et les porteurs de débentures est aussi autorisé.

Les débentures non garanties à 10,00 % peuvent être rachetées par Belize Electricity en tout temps après le 31 août 2009 jusqu'à l'échéance sous réserve d'un préavis écrit d'au plus 60 jours et d'au moins 30 jours aux porteurs, et sont remboursables au gré des porteurs en tout temps à compter du 31 août 2009 sous réserve d'un préavis écrit de douze mois à Belize Electricity. Le rachat de gré à gré en tout temps entre Belize Electricity et les porteurs de débentures est aussi autorisé.

Les prêts de la Caribbean Development Bank portent intérêt à des taux s'échelonnant de 6,25 % à 8,50 % et viennent à échéance entre 2007 et 2014. Le prêt de la Banque européenne d'investissement porte intérêt à 5,00 % et vient à échéance en 2014. Le prêt de la BIRD porte intérêt au « coût des emprunts de référence » de la BIRD comme défini dans la convention de prêt, majoré de 0,50 % par année et vient à échéance en 2011. Le taux d'intérêt effectif au 31 décembre 2006 s'établissait à 5,35 % par année (5,46 % au 31 décembre 2005). Le prêt de La Banque Toronto-Dominion porte intérêt à 5,75 % par année et vient à échéance en 2009. Le prêt de La Banque de Nouvelle-Écosse porte intérêt au LIBOR à six mois en vigueur majoré de 0,50 % par année et vient à échéance en 2008. Le prêt de la Scotiabank & Trust (Cayman) Limited porte intérêt au LIBOR à six mois en vigueur majoré de 5,00 % par année et vient à échéance en 2010.

*Fortis Turks and Caicos*

La dette de la First Caribbean International Bank est composée de deux prêts, un portant intérêt à un taux variable égal au LIBOR majoré de 0,75 % et l'autre portant intérêt à un taux fixe de 5,65 % par année. Les prêts de la First Caribbean International Bank viennent à échéance en 2007 et en 2015. La dette de la Scotiabank (Turks and Caicos) Ltd. est composée de trois prêts portant intérêt à un taux variable égal au LIBOR majoré de 1,00 %, à un taux fixe de 6,04 % par année et à un taux fixe de 6,10 % par année. Les prêts de la Scotiabank (Turks and Caicos) Ltd. viennent à échéance entre 2013 et 2016.

**Fortis Generation***BECOL*

Le prêt à terme de BECOL, qui porte intérêt au LIBOR à six mois en vigueur majoré de 4,00 %, est garanti par des ententes visant la totalité des actifs et entreprises de BECOL. BECOL est partie à un swap de taux d'intérêt venant à échéance le 30 septembre 2011 pour couvrir le risque de taux d'intérêt couru pour le prêt à terme. Le swap fixe le taux d'intérêt sur cette dette à 9,45 %.

*Société Exploits*

Le prêt à terme sans recours dégressif de 25 ans de la société Exploits porte intérêt au taux de 7,55 %. Une charge de premier rang fixe et spécifique et une sûreté réelle sur la totalité des actifs de la société Exploits ainsi que la mobilisation de diverses ententes ont été fournies à titre de garantie.

*Société Walden Power*

L'hypothèque de la SWP est garantie par une charge fixe et flottante sur les actifs de la SWP.

**Fortis Properties**

Les hypothèques de premier rang de Fortis Properties sont garanties par une charge fixe et flottante sur des biens productifs précis. Les billets garantis de premier rang sont garantis par une hypothèque fixe et spécifique et une charge sur un bien productif précis.

31 décembre 2006 et 2005

## 11. Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (suite)

Les facilités de crédit non renouvelables de Fortis Properties, portant intérêt aux taux des acceptations bancaires canadiennes, sont garanties par des biens productifs précis. Fortis Properties est partie à deux swaps de taux d'intérêt venant à échéance le 28 juillet 2009 et le 15 octobre 2010 pour couvrir le risque de taux d'intérêt couru sur les facilités de crédit non renouvelables. Les swaps fixent le taux d'intérêt des facilités de crédit non renouvelables respectivement à 5,32 % et 6,16 %.

Fortis Properties a des obligations liées à des contrats de location-acquisition qui prévoient des charges locatives minimales d'environ 1,3 million \$ en 2007 et un paiement final de 1,5 million \$ en 2008.

### Fortis Inc.

Les débetures non garanties de premier rang à 7,40 % sont rachetables 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 des intérêts et du capital, calculée à partir du rendement des obligations du Canada majoré d'une prime variant de 0,43 % à 0,87 %, plus les intérêts courus et impayés sur le capital. Elles sont également assorties de dispositions restrictives touchant les emprunts supplémentaires, le versement de dividendes, la distribution et le rachat d'actions et le remboursement anticipé de créances de second rang.

Les débetures convertibles subordonnées non garanties à 6,75 % sont remboursables par la Société au pair en tout temps à compter du 12 mars 2007, et sont convertibles, au gré du porteur, en actions ordinaires de la Société à 10,71 \$ l'action (9,19 \$ US l'action). Les débetures sont subordonnées à toutes les autres créances de la Société, sauf les créances subordonnées de rang égal à celui des débetures.

Les débetures convertibles subordonnées non garanties à 5,50 % sont rachetables par la Société au pair en tout temps à compter du 20 mai 2008 et sont convertibles, au gré du porteur, en actions ordinaires de la Société à 13,95 \$ l'action (11,97 \$ US l'action). Les débetures sont subordonnées à toutes les autres créances de la Société, sauf les créances subordonnées de rang égal à celui des débetures.

Les billets non garantis de premier rang à 5,74 % comportent des dispositions restrictives touchant les emprunts supplémentaires, le versement de dividendes, la distribution et le rachat d'actions et le remboursement anticipé de créances de second rang.

Le 7 novembre 2006, la Société a émis, dans le cadre d'un placement privé, des débetures convertibles subordonnées non garanties de 40 millions \$ US portant intérêt à 5,5 % par année, échéant le 7 novembre 2016. Les débetures sont rachetables par la Société au pair en tout temps à compter du 7 novembre 2011 et sont convertibles, au gré du porteur, en actions ordinaires de la Société à 33,92 \$ l'action (29,11 \$ US l'action). Les débetures sont subordonnées à toutes les autres créances de la Société, sauf les créances subordonnées de rang égal à celui des débetures.

Les débetures convertibles subordonnées non garanties sont comptabilisées conformément à leur nature et sont présentées dans les états financiers selon leurs composantes. Les composantes passif et capitaux propres sont classées distinctement au bilan et sont évaluées à leur juste valeur respective au moment de l'émission. La composante capitaux propres des débetures convertibles s'établissait à 7,2 millions \$ au 31 décembre 2006 (1,5 million \$ au 31 décembre 2005).

### Remboursement de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition

Les exigences consolidées annuelles à l'égard du remboursement du capital et les échéances pour chacun des cinq prochains exercices sont les suivantes :

2007	84,8 M\$
2008	66,7 M\$
2009	140,3 M\$
2010	309,3 M\$
2011	83,5 M\$

## 12. Crédits reportés

(en milliers)

	2006	2005
Obligations au titre des avantages complémentaires de retraite (note 22)	51 517 \$	43 743 \$
Obligations au titre des régimes supplémentaires à prestations déterminées (note 22)	12 188	9 882
Dépôts de clients	4 772	2 483
Gain reporté sur swap de devises	2 784	3 526
Charges locatives relatives aux bureaux de Trail (note 4 xii)	1 691	1 730
Autres crédits reportés	6 035	2 897
	<b>78 987 \$</b>	64 261 \$

### 13. Part des actionnaires sans contrôle

La part des actionnaires sans contrôle est composée de la participation sans contrôle dans l'actif net de Caribbean Utilities, Belize Electricity, société Exploits et les actions privilégiées de Newfoundland Power.

(en milliers)	2006	2005
Caribbean Utilities (note 23)	78 803 \$	– \$
Belize Electricity	42 206	28 370
Société Exploits	2 357	3 989
Actions privilégiées de Newfoundland Power	7 139	7 196
	<b>130 505 \$</b>	<b>39 555 \$</b>

### 14. Actions privilégiées

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		2006		2005	
	Classement au bilan	Nombre d'actions	Montant (en milliers)	Nombre d'actions	Montant (en milliers)
i) Actions privilégiées de premier rang de série C	Dette	5 000 000	122 992 \$	5 000 000	122 992 \$
ii) Actions privilégiées de premier rang de série E	Dette	7 993 500	196 500	7 993 500	196 500
Total des actions classées à titre de dette		<b>12 993 500</b>	<b>319 492 \$</b>	12 993 500	319 492 \$
iii) Actions privilégiées de premier rang de série F	Capitaux propres	5 000 000	122 466 \$	–	– \$

#### i) Actions privilégiées de premier rang de série C

Les actions privilégiées de premier rang de série C donnent droit à des dividendes en espèces préférentiels et cumulatifs fixes de 1,3625 \$ l'action annuellement.

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

À compter du 1<sup>er</sup> juin 2010, 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 série C en circulation en actions ordinaires de la Société, entièrement libérées et négociables sur le marché libre. Le nombre d'actions ordinaires en lequel chaque action privilégiée peut être convertie sera établi en divisant le prix de rachat alors applicable à chacune des actions privilégiées, majoré de tous les dividendes cumulés 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 \$ et 95 % du cours des actions ordinaires à cette date.

À compter du 1<sup>er</sup> septembre 2013, chaque action privilégiée de premier rang de série C pourra être convertie, au gré du porteur, le premier jour de septembre, décembre, mars et juin de chaque année, en un nombre d'actions ordinaires entièrement libérées et négociables sur le marché libre calculé en divisant 25,00 \$, majoré de tous les dividendes cumulés 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 \$ et 95 % du cours des actions ordinaires à cette date. Si un porteur d'actions privilégiées de premier rang de série C choisit de convertir une ou plusieurs de ces actions privilégiées de série E en actions ordinaires, la Société peut racheter ces actions privilégiées de série C au comptant ou en organiser la vente à des acheteurs substitués.

Comme les actions privilégiées de premier rang de série C sont rachetables au gré du porteur, elles correspondent à la définition d'un passif financier et sont donc classées comme passif à long terme, et les dividendes s'y rapportant sont classés comme frais financiers.

#### ii) Actions privilégiées de premier rang de série E

Les actions privilégiées de premier rang de série E donnent droit à des dividendes préférentiels en espèces fixes et cumulatifs au taux annuel de 1,2250 \$ l'action.

31 décembre 2006 et 2005

## 14. Actions privilégiées (suite)

À compter du 1<sup>er</sup> juin 2013, la Société peut, à son gré, racheter au comptant, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, les actions privilégiées de premier rang en circulation de série E pour 25,75 \$ l'action si elles sont rachetées au cours de la période de douze mois commençant le 1<sup>er</sup> juin 2013, pour 25,50 \$ l'action si elles sont rachetées au cours de la période de douze mois commençant le 1<sup>er</sup> juin 2014, pour 25,25 \$ l'action si elles sont rachetées au cours de la période de douze mois commençant le 1<sup>er</sup> juin 2015 et pour 25,00 \$ l'action si elles sont rachetées à compter du 1<sup>er</sup> juin 2016, majoré dans chacun des cas, de tous les dividendes cumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, mais à l'exclusion de celle-ci.

À compter du 1<sup>er</sup> 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 série E en circulation en actions ordinaires de la Société, entièrement libérées et négociables sur le marché libre. Le nombre d'actions ordinaires en lequel chaque action privilégiée peut être convertie sera établi en divisant le prix de rachat alors applicable à chacune des actions privilégiées de premier rang de série E, majoré de tous les dividendes cumulés 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 \$ et 95 % du cours des actions ordinaires à cette date.

À compter du 1<sup>er</sup> septembre 2016, chaque action privilégiée de premier rang de série E pourra être convertie, au gré du porteur, le premier jour ouvrable de septembre, décembre, mars et juin de chaque année, en un nombre d'actions ordinaires entièrement libérées et négociables sur le marché libre calculé en divisant 25,00 \$, majoré de tous les dividendes cumulés 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 \$ et 95 % du cours des actions ordinaires à cette date. Si un porteur d'actions privilégiées de premier rang de série E choisit de convertir une ou plusieurs de ces actions en actions ordinaires, la Société pourra choisir de racheter ces actions privilégiées de premier rang de série E au comptant ou organiser la vente de ces actions à des acheteurs de remplacement.

Comme les actions privilégiées de premier rang de série E sont rachetables au gré du porteur, elles correspondent à la définition d'un passif financier et sont donc classées comme passif à long terme, et les dividendes s'y rapportant sont classés comme frais financiers.

### iii) Actions privilégiées de premier rang de série F

Le 28 septembre 2006, la Société a émis 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série F à 25,00 \$ l'action, pour un produit net après impôts de 122,5 millions \$.

Les actions privilégiées de premier rang de série F donnent droit à des dividendes préférentiels en espèces fixes et cumulatifs au taux annuel de 1,2250 \$ l'action.

À compter du 1<sup>er</sup> décembre 2011, la Société peut, à son gré, échanger contre une somme au comptant les actions privilégiées de premier rang de série F, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, à 26,00 \$ l'action si le rachat a lieu avant le 1<sup>er</sup> décembre 2012, à 25,75 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2012 mais avant le 1<sup>er</sup> décembre 2013, à 25,50 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2013 mais avant le 1<sup>er</sup> décembre 2014, à 25,25 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2014 mais avant le 1<sup>er</sup> décembre 2015 et à 25,00 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2015; dans chaque cas s'ajoutent tous les dividendes cumulés et impayés jusqu'à la date prévue pour le rachat, mais excluant celle-ci.

Comme les actions privilégiées de premier rang de série F ne sont pas rachetables au gré de l'actionnaire, elles sont classées comme capitaux propres, et les dividendes s'y rapportant sont déduits dans l'état des résultats immédiatement avant l'établissement du bénéfice net applicable aux actions ordinaires.

## 15. Actions ordinaires

Autorisé : un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Émises et en circulation	2006		2005	
	Nombre d'actions	Montant (en milliers)	Nombre d'actions	Montant (en milliers)
Actions ordinaires	104 091 542	828 985 \$	103 203 981	813 304 \$



Les actions ordinaires émises au cours de l'exercice sont les suivantes :

	2006		2005	
	Nombre d'actions	Montant (en milliers)	Nombre d'actions	Montant (en milliers)
Solde d'ouverture	103 203 981	813 304 \$	95 529 292	675 215 \$
Appel public à l'épargne	–	–	6 960 000	126 072
Émission en contrepartie partielle d'une acquisition d'entreprise (note 23)	–	–	23 668	443
Régime d'achat d'actions de consommateurs	77 213	1 896	86 588	1 799
Régime de réinvestissement des dividendes	176 264	4 342	171 301	3 526
Régime d'achat d'actions des employés	135 502	3 279	151 724	3 088
Régimes d'options sur actions	498 582	6 164	281 408	3 161
Solde de clôture	104 091 542	828 985 \$	103 203 981	813 304 \$

Le 1<sup>er</sup> mars 2005, Fortis a émis 6 960 000 actions ordinaires de la Société à 18,66 \$ l'action ordinaire. L'émission d'actions ordinaires s'est traduite par un produit brut d'environ 130 millions \$. Le produit net, déduction faite des frais d'émission après impôts, a totalisé 126,1 millions \$. Le produit de l'émission a été affecté au remboursement de la dette et à des fins générales du siège social.

Le 31 mai 2005, Fortis a émis 23 668 actions ordinaires de la Société à une juste valeur de 18,71 \$ l'action ordinaire, soit le cours moyen sur cinq jours des actions ordinaires de la Société pour les cinq derniers jours de négociation précédant immédiatement l'acquisition, à l'intention des actionnaires de PLP, jumelées à un paiement au comptant, pour l'acquisition de la totalité des actions ordinaires et privilégiées émises et en circulation de PLP.

Au 31 décembre 2006, 10 958 906 actions ordinaires demeuraient réservées pour émission aux termes des régimes d'achat d'actions, de réinvestissement des dividendes et d'options sur actions susmentionnés.

Au 31 décembre 2006, 0,7 million \$ (1,3 million \$ au 31 décembre 2005) d'actions ordinaires n'avaient pas été entièrement libérées du fait de montants à payer en vertu des prêts pour l'achat d'actions des employés et d'achat d'options sur actions des cadres.

#### Résultat par action ordinaire

La Société calcule le résultat par action ordinaire en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation s'établissait à 103 578 222 et 101 749 758 respectivement pour 2006 et 2005.

Le résultat dilué par action ordinaire est calculé selon la méthode du rachat d'actions pour les options et la méthode de la conversion hypothétique pour les titres convertibles.

Le résultat par action ordinaire s'établit comme suit :

	2006			2005		
	Bénéfice (en milliers)	Nombre moyen pondéré d'actions (en milliers)	Résultat par action ordinaire	Bénéfice (en milliers)	Nombre moyen pondéré d'actions (en milliers)	Résultat par action ordinaire
Bénéfice net applicable aux actions ordinaires	147 187 \$			137 097 \$		
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation		103 578			101 750	
<b>Résultat de base par action ordinaire</b>			<b>1,42 \$</b>			<b>1,35 \$</b>
Incidence des titres dilutifs :						
Options sur actions	–	1 160		–	1 046	
Actions privilégiées (notes 14 i) et ii) et 18)	16 606	14 096		16 606	19 689	
Débitures convertibles	1 364	2 128		1 104	1 925	
<b>Résultat dilué par action ordinaire</b>	<b>165 157 \$</b>	<b>120 962</b>	<b>1,37 \$</b>	<b>154 807 \$</b>	<b>124 410</b>	<b>1,24 \$</b>

31 décembre 2006 et 2005

## 16. Régimes de rémunération à base d'actions

### Options sur actions

La Société est autorisée à attribuer à certains cadres et employés clés de Fortis Inc. et de ses filiales des options sur actions ordinaires de la Société. Au 31 décembre 2006, la Société offrait les régimes d'options sur actions suivants : le régime d'options sur actions de 2006 (« régime de 2006 »), le régime d'options sur actions de 2002 (« régime de 2002 ») et le régime d'options sur actions des cadres. Le régime de 2002 a été adopté à l'assemblée générale annuelle extraordinaire du 15 mai 2002, afin de remplacer le régime d'options sur actions des cadres et l'ancien régime d'options sur actions des administrateurs. Le régime d'options sur actions des cadres prendra fin lorsque toutes les options en cours auront été exercées, ou viendra à échéance au plus tard en 2011. Le régime de 2006 a été approuvé à l'assemblée annuelle du 2 mai 2006, au cours de laquelle des sujets spéciaux ont été traités. Le régime de 2006 remplacera éventuellement le régime d'options sur actions des cadres et le régime de 2002. Le régime de 2002 cessera d'exister lorsque la totalité des options en cours auront été exercées ou seront arrivées à échéance d'ici 2016. La Société a cessé d'attribuer des options dans le cadre du régime d'options sur actions des cadres et du régime de 2002 et toutes les nouvelles options qui seront attribuées par Fortis le seront dans le cadre du régime de 2006. Les options attribuées dans le cadre du régime de 2006 auront une durée maximale de sept ans, soit une durée moindre que celle de dix ans prévue dans le cadre du régime de 2002, et viendront à échéance au plus tard trois ans après la cessation d'emploi, le décès ou la retraite du titulaire de l'option. Les administrateurs ne sont pas admissibles aux attributions d'options en vertu du régime de 2006.

<b>Nombre d'options :</b>	<b>2006</b>	2005
Options en cours au début de l'exercice	<b>3 421 876</b>	2 882 588
Attribuées	<b>626 761</b>	845 720
Annulées	–	(25 024)
Exercées	<b>(498 582)</b>	(281 408)
Options en cours à la fin de l'exercice	<b>3 550 055</b>	3 421 876
Options comportant des droits acquis à la fin de l'exercice	<b>1 739 759</b>	1 452 602
<b>Prix d'exercice moyens pondérés :</b>		
En cours au début de l'exercice	<b>14,18 \$</b>	12,57 \$
Attribuées	<b>22,94</b>	18,49
Annulées	–	16,56
Exercées	<b>11,45</b>	10,44
En cours à la fin de l'exercice	<b>16,11</b>	14,18

Voici des détails quant aux options sur actions en cours au 31 décembre 2006 :

<b>Nombre d'options</b>	<b>Prix d'exercice</b>	<b>Date d'échéance</b>
209 984	9,57 \$	2011
515 148	12,03 \$	2012
627 500	12,81 \$	2013
675 648	15,28 \$	2014
12 000	15,23 \$	2014
68 557	14,55 \$	2014
752 717	18,40 \$	2015
28 000	18,11 \$	2015
33 740	20,82 \$	2015
626 761	22,94 \$	2016
<b>3 550 055</b>		

Voici des détails quant aux options sur actions comportant des droits acquis au 31 décembre 2006 :

Nombre d'options	Prix d'exercice	Date d'échéance
209 984	9,57 \$	2011
515 148	12,03 \$	2012
453 020	12,81 \$	2013
329 628	15,28 \$	2014
6 000	15,23 \$	2014
29 467	14,55 \$	2014
181 077	18,40 \$	2015
7 000	18,11 \$	2015
8 435	20,82 \$	2015
<b>1 739 759</b>		

Le prix d'exercice moyen pondéré des options sur actions comportant des droits acquis au 31 décembre 2006 était de 13,34 \$.

Le 28 février 2006, la Société a attribué 626 761 options sur actions ordinaires en vertu de son régime d'options sur actions de 2002 au cours moyen des cinq jours précédant immédiatement la date d'attribution, de 22,94 \$. Les droits rattachés à ces options sont acquis en proportions égales sur une période de quatre ans, à chaque anniversaire de l'attribution. Les options viennent à échéance dix ans après la date d'attribution. La juste valeur marchande des options attribuées était de 3,90 \$ l'option.

La juste valeur marchande a été estimée à la date d'attribution selon le modèle de Black et Scholes et d'après les hypothèses suivantes :

	28 février 2006
Rendement de l'action (%)	3,02
Volatilité prévue (%)	16,7
Taux d'intérêt sans risque (%)	4,12
Durée de vie moyenne pondérée prévue (années)	7,5

Selon la méthode de la juste valeur, la charge de rémunération liée aux options sur actions s'est établie à 2,0 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 (1,6 million \$ en 2005).

#### Régime d'UAD des administrateurs

En 2004, la Société a mis en place le régime d'UAD des administrateurs à titre de véhicule optionnel à l'intention des administrateurs pour qu'ils puissent choisir de recevoir leurs honoraires annuels sous forme de crédit porté à un compte fictif d'UAD au lieu d'un paiement au comptant. La Société peut aussi juger, de temps à autre, que des circonstances spéciales justifient raisonnablement l'attribution d'UAD à un administrateur en plus des honoraires annuels ou réguliers auxquels l'administrateur a droit.

Chaque UAD correspond à une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur des actions ordinaires de la Société. Les UAD sont portées au crédit des administrateurs participants le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année en divisant les honoraires annuels totaux applicables par la moyenne quotidienne des cours extrêmes d'un lot régulier d'actions ordinaires pour les cinq derniers jours de négociation précédant immédiatement la date d'attribution d'UAD. Des dividendes fictifs sont réputés s'accumuler au profit du détenteur et être réinvestis aux dates de paiements trimestriels des dividendes sur les actions ordinaires de la Société. Au moment de son départ du conseil d'administration, un administrateur participant au régime d'UAD recevra un paiement au comptant égal au nombre d'UAD créditées à son compte fictif multiplié par la moyenne quotidienne des cours extrêmes d'un lot régulier d'actions ordinaires de la Société pour les cinq derniers jours de négociation précédant immédiatement la date du paiement.

Nombre d'UAD :	2006	2005
UAD en cours au début de l'exercice	24 986	13 312
Attribuées	22 101	10 998
Dividendes crédités	1 198	676
UAD rachetées	(1 326)	–
UAD en cours à la fin de l'exercice	46 959	24 986

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, des charges de 0,8 million \$ ont été comptabilisées relativement au régime d'UAD (0,4 million \$ en 2005).

31 décembre 2006 et 2005

## 16. Régimes de rémunération à base d'actions (suite)

### Régime d'UAI

En 2004, la Société a mis en place le régime d'UAI qui est inclus à titre de composante des incitatifs à long terme attribués uniquement au président-directeur général de la Société. Chaque UAI représente une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur des actions ordinaires de la Société. Des dividendes fictifs sont réputés s'accumuler au profit du détenteur et être réinvestis aux dates de paiements trimestriels des dividendes sur les actions ordinaires de la Société. La durée jusqu'à l'échéance des UAI est de trois ans à compter de la date d'attribution, et un paiement au comptant est alors versé au président-directeur général, fondé sur le nombre d'UAI en cours multiplié par la moyenne quotidienne des cours extrêmes d'un lot régulier d'actions ordinaires de la Société pour les cinq derniers jours de négociation précédant immédiatement la date du paiement.

Nombre d'UAI :	2006	2005
UAI en cours au début de l'exercice	36 855	19 428
Attribuées	28 400	16 520
Dividendes crédités	1 590	907
UAI en cours à la fin de l'exercice	66 845	36 855

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, des charges de 0,7 million \$ ont été comptabilisées relativement au régime d'UAI (0,3 million \$ en 2005).

## 17. Écart de conversion

(en milliers)

	2006	2005
Solde au début de l'exercice	(16 312)\$	(15 497)\$
Incidence de la variation des taux de change sur la conversion des placements nets dans des établissements étrangers	(30 061)	(4 666)
Incidence de la variation des taux de change sur la conversion de la dette à long terme couverte contre les placements nets dans des établissements étrangers	(5 135)	3 851
Solde à la fin de l'exercice	(51 508)\$	(16 312)\$

Le 7 novembre 2006, la Société, par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive, a acquis une participation additionnelle d'environ 16 % dans Caribbean Utilities et détient maintenant une participation conférant le contrôle d'environ 54 % dans la société. À cette date, un montant de 39,3 millions \$ a été porté au compte d'écart de conversion, représentant l'incidence de l'appréciation du dollar canadien relativement au dollar américain entre la date initiale d'achat des actions et la comptabilisation du placement net dans Caribbean Utilities à titre d'établissement étranger autonome, avec prise d'effet le 7 novembre 2006.

## 18. Frais financiers

(en milliers)

	2006	2005
Amortissement des frais d'émission des titres d'emprunt et de capitaux propres	683 \$	1 093 \$
Intérêts – Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition	154 308	142 710
– Emprunts à court terme	6 339	5 912
Intérêts imputés à la construction (note 2)	(4 389)	(6 727)
Intérêts gagnés	(3 493)	(3 434)
Gain de change latent sur la dette à long terme	(1 725)	(2 335)
Dividendes sur actions privilégiées (notes 14 i) et ii) et 15)	16 606	16 606
	168 329 \$	153 825 \$

## 19. Gain tiré de la vente de biens productifs

Le 28 juin 2006, Fortis Properties a vendu le Days Inn Sydney pour un produit brut de 4,5 millions \$, se traduisant par un gain de 2,1 millions \$ (1,6 million \$ après impôts).

## 20. Gain tiré du règlement de différends contractuels

Au premier trimestre de 2005, Fortis a comptabilisé un gain de 10,0 millions \$ (7,9 millions \$ après impôts) découlant du règlement de différends contractuels entre FortisOntario Inc. et OPGI.



## 21. Impôts sur les bénéfices des sociétés

Les impôts sur les bénéfices des sociétés diffèrent du montant qui aurait été obtenu en appliquant les taux d'imposition canadiens, fédéraux et provinciaux prévus par la loi au bénéfice avant impôts sur les bénéfices. Le tableau qui suit présente un rapprochement du taux d'imposition consolidé prévu par la loi et du taux d'imposition consolidé effectif :

(%)	2006	2005
Taux d'imposition prévu par la loi	35,2	35,3
Dividendes sur actions privilégiées	3,2	2,8
Impôts des grandes sociétés	–	2,1
Écart entre les taux canadiens prévus par la loi et les taux applicables aux filiales étrangères	(6,8)	(3,6)
Éléments capitalisés aux fins comptables mais passés en charges aux fins fiscales	(10,7)	(0,1)
Autres écarts temporaires	(1,2)	(1,6)
Incidence de la réduction des taux d'imposition sur les soldes d'impôts futurs	(2,4)	–
Modification de la convention de constatation des produits de Newfoundland Power (note 2)	0,8	–
Redressement fiscal de Maritime Electric (note 28 a))	0,9	–
Redressement fiscal de Cornwall Electric	–	(0,8)
Coûts des régimes de retraite	(0,4)	(0,8)
Autres	(1,4)	(0,4)
Taux d'imposition effectif	17,2	32,9

L'Accord de règlement négocié pour 2006–2007 approuvé par l'AEUB, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006, a entraîné la modification de la méthode de calcul des impôts employée chez FortisAlberta, de sorte qu'on ne constate plus les charges d'impôts futurs pour l'impôt fédéral associées aux écarts temporaires précisés. La modification de la méthode de calcul des impôts a fait baisser la charge d'impôts pour l'exercice, comparativement à 2005, en raison surtout du calendrier de constatation aux fins fiscales des éléments capitalisés aux fins comptables (note 2).

Les composantes de la charge d'impôts sur les bénéfices des sociétés sont les suivantes :

(en milliers)	2006	2005
Au Canada		
Impôts exigibles	19 495 \$	55 768 \$
Impôts futurs	9 697	11 792
	29 192	67 560
À l'étranger		
Impôts exigibles	2 786	2 326
Impôts futurs	560	530
	3 346	2 856
Charge d'impôts de la Société	32 538 \$	70 416 \$

31 décembre 2006 et 2005

## 21. Impôts sur les bénéfiques des sociétés (suite)

Les impôts futurs sont constatés pour tenir compte des écarts temporaires. Les actifs et passifs d'impôts futurs sont composés des éléments suivants :

(en milliers)	2006	2005
<b>Passif (actif) d'impôts futurs</b>		
Immobilisations de services publics et biens productifs	45 869 \$	(9 570)\$
MACÉ	4 370	5 123
Autres actifs et passifs réglementaires	10 980	3 826
Actifs incorporels	3 449	5 067
Incitatifs à la location	2 171	2 382
Charges reportées	954	981
Avantages sociaux futurs	(8 873)	(8 400)
Pertes reportées en avant	(8 378)	(8 151)
Coûts d'émission d'actions et de financement de la dette	(930)	(2 010)
Autres	2 031	3 369
<b>Passif (actif) d'impôts futurs, montant net</b>	<b>51 643 \$</b>	<b>(7 383)\$</b>
Passif d'impôts futurs de l'exercice	959 \$	6 714 \$
Actif d'impôts futurs à long terme	(7 053)	(58 815)
Passif d'impôts futurs à long terme	57 737	44 718
<b>Passif (actif) d'impôts futurs, montant net</b>	<b>51 643 \$</b>	<b>(7 383)\$</b>

Au 31 décembre 2006, la Société avait des pertes autres qu'en capital et en capital reportées en avant d'environ 24,4 millions \$ (26,7 millions \$ en 2005), dont une tranche de 0,3 million \$ (0,6 million \$ en 2005) de pertes en capital n'a pas été constatée dans les états financiers. Les pertes autres qu'en capital reportées en avant viennent à échéance entre 2008 et 2016.

## 22. Avantages sociaux futurs

La Société et ses filiales maintiennent chacune un régime ou une combinaison de régimes de retraite à prestations déterminées, de régimes de retraite à cotisations déterminées et de régimes enregistrés d'épargne-retraite (« REER ») collectifs à l'intention de leurs employés. La Société, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisOntario offrent aussi des avantages complémentaires de retraite à des membres admissibles.

Relativement aux régimes de retraite à prestations déterminées, l'obligation au titre des prestations constituées et la valeur de marché ou la juste valeur des actifs du régime sont évaluées aux fins comptables au 31 décembre de chaque année pour la Société et Newfoundland Power, au 30 septembre de chaque année pour FortisAlberta, FortisBC et FortisOntario, et au 30 avril de chaque année pour Caribbean Utilities. La plus récente évaluation actuarielle des régimes de retraite aux fins de la capitalisation a été effectuée au 31 décembre 2003 pour FortisOntario, au 31 décembre 2004 pour FortisAlberta et FortisBC, au 31 décembre 2005 pour la Société et Newfoundland Power et au 30 avril 2006 pour Caribbean Utilities. Les prochaines évaluations seront effectuées au plus tard trois ans suivant la date de l'évaluation actuarielle la plus récente pour chacune des sociétés.

La ventilation des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées de la Société est la suivante :

Actifs des régimes aux 31 décembre (%)	2006	2005
Titres canadiens	45	46
Titres à revenu fixe	39	38
Titres étrangers	15	14
Immobilier	1	1
Liquidités	—	1
	<b>100</b>	<b>100</b>

Le tableau suivant présente la composition des régimes de retraite à prestations déterminées de la Société ainsi que leur situation de capitalisation :

		2006						
<i>(en milliers \$)</i>		Fortis Alberta	FortisBC	NF Power	Fortis Ontario	Caribbean Utilities	Fortis Inc.	Total
Obligation au titre des prestations constituées		21 275	117 928	239 176	24 928	5 796	4 266	413 369
Actifs des régimes		18 560	94 714	250 226	20 970	2 370	3 752	390 592
Capitalisation (capitalisation partielle)		(2 715)	(23 214)	11 050	(3 958)	(3 426)	(514)	(22 777)

		2005						
<i>(en milliers \$)</i>		Fortis Alberta	FortisBC	NF Power	Fortis Ontario	Caribbean Utilities	Fortis Inc.	Total
Obligation au titre des prestations constituées		19 815	114 324	226 725	24 708	–	4 218	389 790
Actifs des régimes		17 285	86 136	223 370	19 896	–	3 261	349 948
Capitalisation partielle		(2 530)	(28 188)	(3 355)	(4 812)	–	(957)	(39 842)

31 décembre 2006 et 2005

## 22. Avantages sociaux futurs (suite)

	Régimes de retraite à prestations déterminées capitalisés		Régimes supplémentaires de retraite partiellement capitalisés		Régimes d'avantages complémentaires de retraite partiellement capitalisés	
(en milliers, sauf indication contraire)	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>Variation de l'obligation au titre des prestations constituées</b>						
Solde au début de l'exercice	389 790 \$	317 145 \$	13 887 \$	13 191 \$	102 617 \$	82 442 \$
Passif lié aux acquisitions	5 796	–	–	–	–	–
Coût des services rendus au cours de l'exercice	7 480	5 387	673	470	2 769	1 680
Cotisations des employés	3 418	3 077	–	–	–	–
Intérêts débiteurs	19 948	19 756	819	727	5 272	4 856
Prestations versées	(18 610)	(17 557)	(419)	(386)	(4 118)	(2 221)
Perte actuarielle (gain actuariel)	1 912	50 070	235	(115)	1 989	15 762
Modifications de régime	3 538	11 277	1 517	–	–	98
Prestations spéciales de fin d'emploi	–	635	–	–	–	–
Virement net aux régimes	97	–	–	–	–	–
Solde à la fin de l'exercice	413 369 \$	389 790 \$	16 712 \$	13 887 \$	108 529 \$	102 617 \$
<b>Variation de la valeur des actifs des régimes</b>						
Solde au début de l'exercice	349 948 \$	308 983 \$	– \$	– \$	– \$	– \$
Actifs liés aux acquisitions	2 370	–	–	–	–	–
Rendement réel des actifs des régimes	35 361	42 768	–	–	–	–
Prestations versées	(18 610)	(17 557)	(419)	(386)	(4 118)	(2 221)
Cotisations des employés	3 418	3 077	–	–	–	–
Cotisations de l'employeur	18 008	12 677	419	386	4 118	2 221
Virement net aux régimes	97	–	–	–	–	–
Solde à la fin de l'exercice	390 592 \$	349 948 \$	– \$	– \$	– \$	– \$
<b>Situation de capitalisation</b>						
Déficit à la fin de l'exercice	(22 777)\$	(39 842)\$	(16 712)\$	(13 887)\$	(108 529)\$	(102 617)\$
Perte actuarielle nette non amortie	85 354	98 940	3 026	3 303	38 210	38 254
Coûts des services passés non amortis	17 689	13 748	986	–	274	319
Obligation transitoire non amortie	20 724	23 047	512	702	18 384	20 176
Cotisations de l'employeur après la date d'évaluation	1 058	1 301	–	–	144	125
<b>Actif (passif) au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice (notes 5 et 12)</b>						
	102 048 \$	97 194 \$	(12 188)\$	(9 882)\$	(51 517)\$	(43 743)\$
<b>Hypothèses importantes</b>						
Taux d'actualisation au cours de l'exercice (%)	5,00–5,25	6,00–6,25	5,00–5,25	6,00–6,25	5,00–5,25	6,00–6,25
Taux d'actualisation aux 31 décembre (%)	5,00–5,25	5,00–5,25	5,25	5,00–5,25	5,00–5,25	5,00–5,25
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes (%)	6,50–7,50	7,00–7,50	–	–	–	–
Taux d'accroissement de la rémunération (%)	3,50–4,00	3,50–4,50	3,50–4,00	3,50–4,50	3,50–4,00	3,50–4,00
Tendance à la hausse du coût des soins de santé aux 31 décembre (%)	–	–	–	–	4,50–10,00	4,50–10,00
Durée résiduelle moyenne d'activité des employés actifs (années)	12–15	12–16	3–15	4–16	11–17	12–17



	Régimes de retraite à prestations déterminées capitalisés		Régimes supplémentaires de retraite partiellement capitalisés		Régimes d'avantages complémentaires de retraite partiellement capitalisés	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<i>(en milliers)</i>						
<b>Composantes de la charge nette au titre des prestations constituées</b>						
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	<b>7 480 \$</b>	5 387 \$	<b>673 \$</b>	470 \$	<b>2 769 \$</b>	1 680 \$
Intérêts débiteurs	<b>19 948</b>	19 756	<b>819</b>	727	<b>5 272</b>	4 856
Rendement réel des actifs des régimes	<b>(35 361)</b>	(42 768)	–	–	–	–
Perte actuarielle (gain actuariel)	<b>1 912</b>	50 070	<b>235</b>	(115)	<b>1 989</b>	15 762
Coût de l'exercice	<b>(6 021)</b>	32 445	<b>1 727</b>	1 082	<b>10 030</b>	22 298
Écarts entre le coût de l'exercice et les coûts constatés pour l'exercice relativement aux éléments suivants :						
Rendement des actifs des régimes	<b>10 692</b>	20 432	–	–	–	–
Gain actuariel (perte actuarielle)	<b>3 547</b>	(46 609)	<b>277</b>	279	<b>44</b>	(14 694)
Coût des services passés	<b>2 079</b>	1 345	<b>532</b>	–	–	–
Prestations spéciales de fin d'emploi	–	635	–	–	–	–
Obligation transitoire et modifications	<b>2 323</b>	2 325	<b>190</b>	191	<b>1 838</b>	1 838
Règlements et compressions de régime	–	49	–	–	–	–
Ajustement réglementaire	<b>(1 531)</b>	(40)	<b>(463)</b>	30	<b>(5 552)</b>	(5 425)
Charge nette au titre des prestations constituées	<b>11 089 \$</b>	10 582 \$	<b>2 263 \$</b>	1 582 \$	<b>6 360 \$</b>	4 017 \$

Pour 2006, l'incidence d'une modification de 1 % à la hausse ou à la baisse du taux de la tendance du coût des soins de santé est comme suit :

<i>(en milliers)</i>	Augmentation de 1 % du taux	Diminution de 1 % du taux
Augmentation (diminution) de l'obligation au titre des prestations constituées	<b>18 054 \$</b>	<b>(14 386)\$</b>
Augmentation (diminution) du coût des services et des intérêts	<b>1 534 \$</b>	<b>(1 140)\$</b>

En 2006, la Société a passé en charges un montant de 4,0 millions \$ (3,5 millions \$ en 2005) lié aux régimes de retraite à cotisations déterminées.

## 23. Acquisitions d'entreprises

### 2006

#### Caribbean Utilities

Le 7 novembre 2006, Fortis, par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive, a acquis un total de 4 113 116 actions ordinaires de catégorie A en circulation de Caribbean Utilities pour 11,89 \$ US l'action en vertu d'une convention privée conclue avec International Power Holdings Ltd. (« IPHL ») et quatre vendeurs affiliés à IPHL. Le prix d'achat total de 55,7 millions \$ (49,0 millions \$ US), y compris les frais d'acquisition, a été financé au moyen d'une contrepartie au comptant tirée de l'émission de débentures convertibles subordonnées non garanties de 40 millions \$ US, et de prélèvements sur les facilités de crédit de la Société.

Par suite de cette acquisition, Fortis contrôle Caribbean Utilities en détenant la propriété effective de 13 565 511, ou d'environ 54 %, des actions ordinaires de catégorie A en circulation de Caribbean Utilities.

31 décembre 2006 et 2005

## 23. Acquisitions d'entreprises (suite)

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition. Le bilan de Caribbean Utilities au 7 novembre 2006 a été consolidé avec le bilan au 31 décembre 2006 de Fortis. À compter du premier trimestre de 2007, Fortis consolidera les états financiers de Caribbean Utilities avec un décalage de deux mois et inclura le bilan au 31 janvier 2007 et les états des résultats et des flux de trésorerie de Caribbean Utilities pour le trimestre terminé le 31 janvier 2007. En 2006 et 2005, l'état des résultats de Fortis a reflété la participation antérieure d'environ 37 % de la Société dans Caribbean Utilities, auparavant comptabilisée avec un décalage de deux mois. Les résultats financiers de Caribbean Utilities sont présentés dans le secteur d'exploitation des services publics réglementés dans les Caraïbes de la Société.

Le calcul des produits et du bénéfice de Caribbean Utilities est fondé sur un taux de rendement réglementé appliqué aux données historiques et il ne change pas en fonction d'un changement de propriétaire. Par conséquent, aucun ajustement de la juste valeur marchande n'a été enregistré dans le prix d'acquisition des actifs nets qui sont inclus dans les actifs définis sur lesquels la société est autorisée à gagner un taux de rendement réglementaire, étant donné que tous les avantages économiques associés à ceux-ci excédant le taux de rendement réglementé reviendront aux clients. La valeur comptable des actifs nets inclus dans les actifs définis a été attribuée comme juste valeur pour la ventilation du prix d'acquisition. La valeur comptable des actifs nets non inclus dans les actifs définis se rapproche de leur juste valeur. Ainsi, aucun ajustement de la juste valeur marchande n'a été comptabilisé dans le prix d'acquisition associé à ces éléments.

La Société a comptabilisé l'acquisition de la participation conférant le contrôle dans Caribbean Utilities comme une acquisition en deux étapes en raison de la ventilation du prix d'acquisition et de l'affectation des coûts à des actifs identifiables, à l'écart d'acquisition et aux actifs incorporels, le cas échéant.

Par suite de l'acquisition d'actions ordinaires de catégorie A additionnelles de Caribbean Utilities en janvier 2003, la participation de la Société dans Caribbean Utilities a augmenté, passant à environ 37 %. En date de janvier 2003, ce placement était comptabilisé à la valeur de consolidation et, par conséquent, a été jugé comme la première étape du processus d'acquisition en deux étapes. Avant janvier 2003, la participation d'environ 22 % de la Société dans Caribbean Utilities était comptabilisée au coût historique. Le 7 novembre 2006, la Société a accru sa participation dans Caribbean Utilities, qui est passée à environ 54 %, ce qui représente une participation conférant le contrôle dans la société et, par conséquent, a été vue comme la deuxième étape du processus d'acquisition en deux étapes.

La ventilation du prix d'acquisition total, sous réserve d'ajustements finaux, le cas échéant, d'ici le 30 septembre 2007, est la suivante :

(en milliers)

### Juste valeur attribuée aux actifs nets :

Immobilisations de services publics	318 587 \$
Actif à court terme	29 704
Écart d'acquisition	105 859
Actifs réglementaires	13 367
Autres actifs	1 850
Passif à court terme	(28 764)
Dette à long terme prise en charge (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(178 146)
Part des actionnaires sans contrôle	(76 836)
Autres passifs	(190)
	<b>185 431</b>
Encaisse	2 676
	<b>188 107 \$</b>

### Fortis Turks and Caicos

Le 28 août 2006, Fortis, par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive, a acquis toutes les actions ordinaires émises et en circulation de P.P.C. Limited and Atlantic Equipment & Power (Turks and Caicos) Ltd. (collectivement « Fortis Turks and Caicos ») pour une contrepartie totale d'environ 97,7 millions \$ (87,8 millions \$ US). Le prix d'acquisition, déduction faite de la dette prise en charge et des coûts d'acquisition de 75,6 millions \$ (68,0 millions \$ US), a initialement été financé au moyen d'une contrepartie au comptant, constituée de prélèvements sur les facilités de crédit de la Société qui ont été en partie remboursés, à l'aide d'une tranche du produit de l'émission d'actions privilégiées de premier rang de série F de Fortis le 28 septembre 2006.

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats de la totalité des activités de Fortis Turks and Caicos ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis, dans le secteur d'exploitation des services publics réglementés dans les Caraïbes, à compter du 28 août 2006. Le calcul des produits et du bénéfice de Fortis Turks and Caicos est fondé sur un taux de rendement réglementé appliqué aux données historiques et il ne change pas en fonction d'un changement de propriétaire. Par conséquent, aucun ajustement de la juste valeur marchande n'a été enregistré dans le prix d'acquisition des actifs nets qui sont inclus dans les actifs définis sur lesquels la société est autorisée à gagner un taux de rendement réglementaire, étant donné que tous les avantages économiques associés à ceux-ci excédant le taux de rendement réglementaire reviendront aux clients. La valeur comptable des actifs nets inclus dans les actifs définis a été attribuée comme juste valeur pour la ventilation du prix d'acquisition. La valeur comptable des actifs nets non inclus dans les actifs définis se rapproche de leur juste valeur. Ainsi, aucun ajustement de la juste valeur marchande n'a été comptabilisé dans le prix d'acquisition associé à ces éléments.

La ventilation du prix d'acquisition total, sous réserve d'ajustements finaux, le cas échéant, d'ici le 30 juin 2007, est la suivante :

<i>(en milliers)</i>	PPC	Atlantic	Total
<b>Juste valeur attribuée aux actifs nets :</b>			
Immobilisations de services publics	45 196 \$	605 \$	<b>45 801 \$</b>
Actif à court terme	17 787	815	<b>18 602</b>
Écart d'acquisition	38 747	–	<b>38 747</b>
Autres actifs	905	–	<b>905</b>
Passif à court terme	(3 162)	(105)	<b>(3 267)</b>
Dette à long terme prise en charge (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(22 072)	–	<b>(22 072)</b>
Autres passifs	(2 057)	(1 075)	<b>(3 132)</b>
	<b>75 344 \$</b>	<b>240 \$</b>	<b>75 584 \$</b>

#### Fortis Properties

Le 1<sup>er</sup> novembre 2006, Fortis Properties a acquis des actifs composés de quatre hôtels situés en Alberta et en Colombie-Britannique pour un prix d'acquisition total au comptant d'environ 52,0 millions \$, y compris la dette prise en charge et les frais d'acquisition. Les quatre hôtels sont le Holiday Inn Express and Suites et le Best Western, à Medicine Hat, en Alberta; le Ramada Hotel and Suites, à Lethbridge, en Alberta; et le Holiday Inn Express, à Kelowna, en Colombie-Britannique.

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats de la totalité des activités d'exploitation des hôtels ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter de la date d'acquisition, soit le 1<sup>er</sup> novembre 2006.

La ventilation du prix d'acquisition entre les actifs nets selon leur juste valeur est comme suit :

<i>(en milliers)</i>	
<b>Juste valeur attribuée aux actifs nets :</b>	
Biens productifs	<b>51 803 \$</b>
Autres actifs	<b>362</b>
Autres passifs	<b>(245)</b>
Dette à long terme prise en charge (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	<b>(11 571)</b>
	<b>40 349 \$</b>

#### 2005

##### Acquisition de Princeton Light and Power Company, Limited

Le 31 mai 2005, Fortis, par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive, a acquis la totalité des actions ordinaires et privilégiées émises et en circulation de PLP pour un prix d'achat totalisant 3,7 millions \$. PLP est un service public d'électricité qui sert environ 3 500 clients, principalement à Princeton, en Colombie-Britannique. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2007, PLP a été fusionnée à FortisBC Inc. dans le cadre d'une restructuration interne.

L'acquisition a été financée au moyen d'une contrepartie au comptant de 3,3 millions \$ et par l'émission de 23 668 actions ordinaires de la Société d'une juste valeur de 18,71 \$ l'action ordinaire, soit le cours moyen des actions ordinaires de la Société pour les cinq jours de négociation précédant l'acquisition.

31 décembre 2006 et 2005

## 23. Acquisitions d'entreprises (suite)

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, en vertu de laquelle les résultats de la totalité des activités ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis dans le secteur d'exploitation des services publics réglementés au Canada à compter du 31 mai 2005. Le calcul des produits et du bénéfice de PLP est fondé sur un taux de rendement réglementé appliqué aux valeurs historiques et il ne change pas en fonction d'un changement de propriétaire. Par conséquent, aucun ajustement de la juste valeur marchande n'a été enregistré dans le prix d'acquisition d'actifs et de passifs particuliers puisque tous les avantages et obligations économiques associés à ceux-ci excédant le taux de rendement réglementé reviendront aux clients. La valeur comptable des actifs et des passifs de PLP a été attribuée à la juste valeur aux fins de la ventilation du prix d'achat.

La ventilation du prix d'acquisition entre les actifs nets selon leur juste valeur est la suivante :

(en milliers)

<b>Juste valeur attribuée aux actifs nets :</b>	
Immobilisations de services publics	6 381 \$
Actif à court terme	1 168
Écart d'acquisition	1 210
Autres actifs	445
Passif à court terme	(1 109)
Dette à long terme prise en charge (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(3 990)
Impôts futurs	(329)
Autres passifs	(75)
	3 701 \$

### Fortis Properties

Le 1<sup>er</sup> février 2005, Fortis Properties a acquis des actifs comprenant les activités d'un hôtel Greenwood Inn au Manitoba et de deux hôtels Greenwood Inn en Alberta pour une contrepartie au comptant de 62,8 millions \$. L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, en vertu de laquelle les résultats d'exploitation de la totalité des activités des hôtels ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter de la date d'acquisition, soit le 1<sup>er</sup> février 2005.

La ventilation du prix d'achat entre les actifs nets selon leur juste valeur est la suivante :

(en milliers)

<b>Juste valeur attribuée aux actifs nets :</b>	
Biens productifs	62 600 \$
Autres actifs	229
Autres passifs	(69)
	62 760 \$



## 24. a) Informations sectorielles

L'information par secteur isolable s'établit comme suit :

Exercice terminé le 31 décembre 2006 (en milliers \$)	Services publics réglementés						Activités non réglementées			Élimi- nations intersec- torielles		Données consolidées
	Fortis Alberta	Fortis BC	NF Power	Maritime Electric	Fortis Ontario	Total au Canada	Total dans les Caraïbes <sup>1)</sup>	Fortis Generation	Fortis Properties	Siège social		
Produits d'exploitation	250 776	215 618	421 264	122 407	130 034	1 140 099	101 039	79 387	162 928	9 037	(30 492)	1 461 998
Quote-part du bénéfice d'un placement	-	-	-	-	-	-	9 738	-	-	-	-	9 738
Coût de l'appro- visionnement énergétique	-	67 576	257 157	72 980	97 762	495 475	56 823	6 233	-	-	(18 046)	540 485
Charges d'exploitation	115 230	63 103	53 996	12 828	14 642	259 799	12 778	15 150	105 323	10 592	(5 055)	398 587
Amortissement	68 766	27 333	33 129	10 148	5 407	144 783	6 807	10 496	12 456	2 969	-	177 511
Bénéfice d'exploitation	66 780	57 606	76 982	26 451	12 223	240 042	34 369	47 508	45 149	(4 524)	(7 391)	355 153
Frais financiers	30 118	23 423	32 677	10 255	5 074	101 547	4 742	10 013	20 973	38 445	(7 391)	168 329
Gain tiré de la vente de biens productifs	-	-	-	-	-	-	-	-	(2 088)	-	-	(2 088)
Impôts sur les bénéfices des sociétés	(4 734)	6 767	13 639	6 429	3 082	25 183	1 525	8 125	7 563	(9 858)	-	32 538
Part des actionnaires sans contrôle	-	-	588	-	-	588	4 490	2 690	-	(166)	-	7 602
Bénéfice net (perte nette)	41 396	27 416	30 078	9 767	4 067	112 724	23 612	26 680	18 701	(32 945)	-	148 772
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 585	-	1 585
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	41 396	27 416	30 078	9 767	4 067	112 724	23 612	26 680	18 701	(34 530)	-	147 187
Écart d'acquisition	228 615	220 719	-	19 858	42 947	512 139	149 172	-	-	-	-	661 311
Actifs identifiables	1 158 546	809 923	936 300	317 331	128 653	3 350 753	678 803	245 854	485 732	43 368	(18 380)	4 786 130
Total de l'actif	1 387 161	1 030 642	936 300	337 189	171 600	3 862 892	827 975	245 854	485 732	43 368	(18 380)	5 447 441
Dépenses en immobilisations	243 151	110 914	60 235	26 853	10 357	451 510	26 764	3 153	16 887	1 676	-	499 990

<sup>1)</sup> Comprend Belize Electricity, Fortis Turks and Caicos et Caribbean Utilities dans l'île Grand Caïman.

31 décembre 2006 et 2005

## 24. a) Informations sectorielles (suite)

Exercice terminé le 31 décembre 2005 (en milliers \$)	Services publics réglementés						Activités non réglementées			Éliminations intersectorielles		Données consolidées
	Fortis Alberta	Fortis BC	NF Power	Maritime Electric	Fortis Ontario	Total au Canada	Total dans les Caraïbes <sup>1)</sup>	Fortis Generation	Fortis Properties	Siège social		
Produits d'exploitation	259 775	194 765	419 963	116 693	139 668	1 130 864	75 790	83 955	154 403	9 977	(24 984)	1 430 005
Quote-part du bénéfice d'un placement	-	-	-	-	-	-	11 466	-	-	-	-	11 466
Coût de l'approvisionnement énergétique	-	60 412	255 954	71 568	110 164	498 098	40 845	6 204	-	-	(11 232)	533 915
Charges d'exploitation	113 006	64 738	53 812	12 535	14 520	258 611	10 725	17 812	99 967	9 490	(4 225)	392 380
Amortissement	61 395	19 038	32 143	9 670	5 100	127 346	5 770	10 380	11 244	2 882	-	157 622
Bénéfice d'exploitation	85 374	50 577	78 054	22 920	9 884	246 809	29 916	49 559	43 192	(2 395)	(9 527)	357 554
Frais financiers	24 198	18 513	31 369	7 614	5 058	86 752	5 614	14 051	19 988	36 947	(9 527)	153 825
Gain tiré du règlement de différends contractuels	-	-	-	-	-	-	-	(10 000)	-	-	-	(10 000)
Impôts sur les bénéfices des sociétés	25 105	7 424	15 368	6 224	493	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 net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	36 071	24 640	30 729	9 082	4 333	104 855	19 431	29 514	14 127	(30 830)	-	137 097
Écart d'acquisition	228 615	220 719	-	19 858	42 947	512 139	-	-	-	-	-	512 139
Actifs identifiables	970 738	722 392	895 892	290 356	120 867	3 000 245	212 157	267 049	427 753	41 655	(28 702)	3 920 157
Actif des placements comptabilisés à la valeur de consolidation	-	-	-	-	-	-	164 808	-	-	-	-	164 808
Total de l'actif	1 199 353	943 111	895 892	310 214	163 814	3 512 384	376 965	267 049	427 753	41 655	(28 702)	4 597 104
Dépenses en immobilisations	164 962	115 989	55 399	40 369	10 913	387 632	15 197	19 310	21 275	2 615	-	446 029

<sup>1)</sup> Comprend Belize Electricity, Fortis Turks and Caicos et Caribbean Utilities dans l'île Grand Caïman.

## 24. b) Opérations intersectorielles

Les opérations intersectorielles sont faites dans le cours normal des affaires et elles sont évaluées à la valeur d'échange, soit le montant de la contrepartie établie et convenue par les parties liées. Les opérations intersectorielles importantes sont essentiellement liées à la vente d'énergie de Fortis Generation à Belize Electricity et à FortisOntario, aux ventes d'électricité de Newfoundland Power à Fortis Properties et aux frais financiers attribués aux emprunts intersectoriels. Les opérations intersectorielles importantes pour l'exercice sont décrites ci-dessous.

(en milliers)	2006	2005
Ventes de Fortis Generation à Belize Electricity	<b>16 629 \$</b>	8 217 \$
Ventes de Fortis Generation à FortisOntario	<b>1 481</b>	2 032
Ventes de Newfoundland Power à Fortis Properties	<b>3 422</b>	3 474
Frais financiers intersectoriels relatifs aux emprunts suivants :		
Du siège social à Fortis Properties	<b>4 751</b>	3 763
Du siège social à Fortis Generation	-	2 222
De Fortis Generation à Belize Electricity	<b>742</b>	2 266

## 25. Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés

(en milliers)	2006	2005
Intérêts payés	160 931 \$	146 687 \$
Impôts sur les bénéfices payés	54 498 \$	38 281 \$

## 26. Instruments financiers

### Juste valeur

Les estimations de la juste valeur sont faites à un moment précis selon l'information qui est disponible sur les instruments financiers et la conjoncture du marché à ce moment. Les estimations sont de nature subjective et comportent certains jugements et incertitudes importants.

La valeur comptable des instruments financiers inclus dans l'actif à court terme et le passif à court terme aux bilans consolidés se rapproche de leur juste valeur, ce qui reflète l'échéance à court terme et les conditions normales de crédit rattachées à ces instruments. La juste valeur de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition est estimée à l'aide de techniques d'actualisation en fonction du prix courant d'instruments financiers assortis de modalités semblables. Puisque la Société n'a pas l'intention de régler la dette avant son échéance, l'estimation de la juste valeur ne représente pas un passif réel et, par conséquent, n'inclut pas les coûts d'échange ou de règlement. La juste valeur des actions privilégiées est établie selon les cours du marché. La juste valeur des swaps de taux d'intérêt reflète le montant estimatif que la Société aurait à 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 précis qui pourrait ne pas être pertinente pour la prévision du bénéfice et des flux de trésorerie futurs de la Société.

La valeur comptable et la juste valeur de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition de la Société, des actions privilégiées et des swaps de taux d'intérêt aux 31 décembre étaient les suivantes :

(en millions)	2006		2005	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (note 11)	2 643,2 \$	2 968,6 \$	2 167,1 \$	2 492,6 \$
Actions privilégiées (note 14) <sup>1)</sup>	442,0	483,9	319,5	369,1
Swaps de taux d'intérêt	–	(0,5)	–	(0,9)

<sup>1)</sup> Comprend les actions privilégiées classées à la fois comme capitaux propres et comme passifs à long terme.

### Gestion du risque

La Société est exposée à un risque de change dans ses activités exercées en dollars américains. La Société peut, de temps à autre, conclure des opérations de couverture afin de se protéger contre le risque de change de ses placements nets dans des établissements étrangers, en concluant des contrats de change à terme et en procédant à des emprunts en dollars américains. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers dérivés à des fins de négociation.

Le bénéfice que la Société tire de ses placements nets dans des établissements étrangers est exposé aux variations du taux de change du dollar américain. La Société a atténué efficacement le risque de change sur le bénéfice tiré de ses placements nets dans des établissements étrangers au moyen d'emprunts en dollars américains.

Avant l'acquisition de Fortis Turks and Caicos en août 2006 et de la participation conférant le contrôle dans Caribbean Utilities en novembre 2006, le bénéfice de la Société subissait l'incidence des variations du taux de change découlant de la conversion des emprunts en dollars américains non désignés à titre de couverture des placements nets dans des établissements étrangers de la Société. Immédiatement avant l'acquisition de Fortis Turks and Caicos, Fortis avait des emprunts en dollars américains excédant de 32 millions \$ US (55 millions \$ US au 31 décembre 2005) les placements nets dans des établissements étrangers de la Société, cet excédent n'étant pas admissible à la comptabilité de couverture. Par conséquent, la variation de la valeur comptable de cette dette, découlant des variations du taux de change, a été passée en résultat à chaque période. La Société a comptabilisé un gain de change latent de 2,1 millions \$ jusqu'en août 2006 pour ses emprunts en dollars américains non désignés comme partie d'une relation de couverture.

31 décembre 2006 et 2005

## 26. Instruments financiers (suite)

À l'acquisition de Fortis Turks and Caicos, les placements nets dans des établissements étrangers de la Société ont augmenté de sorte que cet excédent de 32 millions \$ US et les emprunts en dollars américains qui se sont ajoutés relativement à l'acquisition de Fortis Turks and Caicos ont pu être désignés à titre de couverture de ce placement net dans des établissements étrangers. La dette en dollars américains liée à l'acquisition d'une participation conférant le contrôle dans Caribbean Utilities a été admissible à la comptabilité de couverture et a été désignée à titre de couverture de ce placement net dans des établissements étrangers. Auparavant, le placement de la Société comptabilisé à la valeur de consolidation dans Caribbean Utilities n'était pas admissible à la comptabilité de couverture à titre de placement net dans des établissements étrangers. Au 31 décembre 2006, la totalité de la dette à long terme de 258,6 millions \$ US de la Société était désignée à titre de couverture d'une tranche des placements nets dans des établissements étrangers de la Société. L'incidence des variations du taux de change découlant de la conversion des emprunts en dollars américains de la Société désignés à titre de couverture est présentée dans le compte d'écart de conversion de la Société dans les capitaux propres. Au 31 décembre 2006, la Société avait des placements nets dans des établissements étrangers d'environ 121 millions \$ US disponibles à la couverture.

### Risque de taux d'intérêt

La dette à long terme est principalement émise à des taux d'intérêt fixes, ce qui atténue le risque de flux de trésorerie et le risque de taux d'intérêt. La Société est principalement exposée 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 swaps de taux d'intérêt à titre de couverture de la dette sous-jacente. Les intérêts débiteurs sur la dette sont ajustés afin d'y inclure les sommes payées ou reçues en vertu des swaps de taux d'intérêt.

### Risque de crédit

La Société est exposée à un risque de crédit en cas de défaut des contreparties à ses instruments financiers dérivés. Aucuns cas de défaut ne sont prévus, car ces contreparties sont des institutions financières très bien notées. 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, qui servent à récupérer l'excédent du coût de l'énergie par rapport à un point de référence établi. Ces comptes réduisent l'incidence sur les résultats financiers de la Société de la fluctuation du coût de l'énergie.

## 27. Engagements

(en millions)	Total	Moins d'un an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Obligations d'achat d'électricité					
FortisBC <sup>1)</sup>	<b>2 884,6 \$</b>	38,6 \$	74,1 \$	76,0 \$	2 695,9 \$
FortisOntario <sup>2)</sup>	<b>310,7</b>	21,9	42,7	44,5	201,6
Maritime Electric <sup>3)</sup>	<b>38,7</b>	30,1	8,6	—	—
Belize Electricity <sup>4)</sup>	<b>20,2</b>	2,7	3,4	2,3	11,8
Coût en capital <sup>5)</sup>	<b>426,5</b>	15,7	27,9	35,4	347,5
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés <sup>6)</sup>	<b>64,5</b>	3,8	7,7	6,7	46,3
Location des bureaux de FortisBC <sup>7)</sup>	<b>21,7</b>	1,1	2,6	2,4	15,6
Caribbean Utilities <sup>8)</sup>	<b>19,2</b>	7,7	11,5	—	—
Obligations liées aux contrats de location-exploitation <sup>9)</sup>	<b>18,0</b>	4,5	7,6	5,2	0,7
Autres	<b>1,4</b>	0,1	0,1	0,1	1,1
<b>Total</b>	<b>3 805,5 \$</b>	126,2 \$	186,2 \$	172,6 \$	3 320,5 \$

<sup>1)</sup> Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC comprennent l'accord intitulé Brilliant Power Purchase Agreement (« l'Accord BPPA ») ainsi que l'accord d'achat d'électricité conclu avec BC Hydro. Le 3 mai 1996, la BCUC a autorisé un contrat de 60 ans visant la production de la centrale hydroélectrique Brilliant, située près de Castlegar, en Colombie-Britannique. L'Accord BPPA exige des versements mensuels fondés sur les frais d'exploitation et d'entretien et un rendement du capital pour la centrale, en contrepartie de quantités précises d'électricité liées au débit naturel, à prendre ou à payer. L'Accord BPPA prévoit également un ajustement au prix du marché après 30 des 60 années de la durée du contrat. L'accord d'achat d'électricité conclu avec BC Hydro, qui expire en 2013, prévoit un approvisionnement d'au plus 200 MW, mais comporte une disposition d'obligation de prendre ou de payer fondée sur une désignation ouverte d'exigences de capacité sur cinq ans.



- 2) 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. Ce contrat prévoit l'approvisionnement d'environ 237 GWh d'énergie par année et jusqu'à 45 MW de capacité, en tout temps. Le contrat, qui expire le 31 décembre 2019, prévoit l'approvisionnement d'environ un tiers de la charge de Cornwall Electric. Cornwall Electric a également un contrat de deux ans avec Marketing d'énergie Hydro-Québec Inc. qui expirera le 30 juin 2008. Ce contrat de prise ferme procure de l'énergie selon les besoins, mais entraîne une facturation de 0,14 million \$ par mois pour une puissance de 100 MW.
- 3) Maritime Electric détient un contrat de prise ferme pour l'achat l'énergie ou de capacité. Ce contrat s'élève à environ 38,7 millions \$ et expire le 31 mars 2008.
- 4) Les obligations d'achat d'électricité pour Belize Electricity comprennent un contrat d'achat d'électricité de 15 ans conclu par Belize Electricity et Hydro Maya Limited visant l'approvisionnement d'une capacité de 3 MW, qui devra commencer au début de 2007, et un contrat d'achat d'électricité de deux ans conclu par Belize Electricity et la CFE du Mexique, échéant en août 2008, visant l'approvisionnement de 15 MW de capacité ferme. Belize Electricity a aussi signé un contrat d'achat d'électricité de 15 ans avec Belize Cogeneration Energy Limited (« Belcogen ») prévoyant l'approvisionnement d'environ 14 MW de capacité, devant commencer au milieu de 2009. Belcogen n'a pas encore commencé la construction de la centrale électrique alimentée à la bagasse; par conséquent, l'obligation liée au contrat d'achat d'électricité conclu avec Belcogen n'a pas été incluse dans les obligations contractuelles de la Société.
- 5) Maritime Electric a droit à environ 6,7 % de la production de la centrale électrique Dalhousie et à environ 4,7 % de celle de la centrale nucléaire 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 services de transport d'électricité ont conclu une entente visant à 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 la société ne soit plus reliée à ce réseau de transport. En raison de la durée illimitée de l'entente, le calcul des paiements futurs après 2011 comprend des 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 services de transport d'électricité ont également conclu un certain nombre de contrats de service afin d'assurer des efficacités opérationnelles par une exploitation coordonnée. Les contrats ont des modalités d'expiration minimales de cinq ans à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2005 et sont sujets à reconduction de gré à gré.
- 7) Dans le cadre d'un contrat de cession-bail, le 29 septembre 1993, FortisBC a commencé à louer l'immeuble de bureaux qu'elle occupe à Trail, en Colombie-Britannique, pour une durée de 30 ans (note 4 *xiii*). En vertu du contrat, FortisBC a des options de rachat à la 20<sup>e</sup> et vers la 28<sup>e</sup> année du bail. Le 1<sup>er</sup> décembre 2004, FortisBC a également signé un bail de cinq ans pour son siège social de Kelowna, en Colombie-Britannique. Les termes de ce bail permettent sa résiliation sans indemnité après trois ans.
- 8) En 2006, Caribbean Utilities a conclu une convention de projet visant l'acquisition et l'installation clé en main d'une unité de production alimentée au diesel à vitesse moyenne de 16 MW et de l'équipement auxiliaire. L'installation de cette unité est prévue à temps pour répondre à la demande en énergie de l'été 2007. Le coût du contrat est de 18,4 millions \$ US et le coût total estimatif d'achèvement du projet est de 22,2 millions \$ US. Au 31 octobre 2006, une tranche d'environ 5,7 millions \$ US avait été engagée à l'égard de ce projet.
- 9) Les obligations liées aux contrats de location-exploitation portent sur la location de bureaux, de véhicules et de matériel ainsi que sur la location d'actifs de distribution d'électricité de Port Colborne Hydro Inc.

Les filiales réglementées de la Société sont tenues d'assurer des services aux clients 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 623 millions \$ de dépenses en immobilisations en 2007. Cet engagement n'apparaît pas dans le tableau synoptique présenté ci-dessus.

## 28. Passifs éventuels

La Société et ses filiales sont sujettes à diverses poursuites et à des réclamations dans le cours normal des affaires. La direction est d'avis que le montant des responsabilités, le cas échéant, à l'égard de ces poursuites n'aurait pas d'incidence importante sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société.

Voici une description de la nature des passifs éventuels de la Société.

### a) **Maritime Electric**

En avril 2006, l'ARC a émis à l'intention de Maritime Electric de nouvelles cotisations visant les années d'imposition 1997 à 2004. Les nouvelles cotisations visent le traitement fiscal de la société, notamment le calendrier des déductions de la société, pour ce qui a trait aux éléments suivants : i) le MACÉ pour les années d'imposition 2001 à 2004, ii) des ajustements liés aux rabais consentis aux clients pour les années d'imposition 2001 à 2003, et iii) le versement par la société d'environ 6 millions \$ le 2 janvier 2001 en rapport avec un règlement négocié avec Énergie NB relativement à la dépréciation de 450 millions \$ de la centrale Pointe Lepreau, en 1998.

31 décembre 2006 et 2005

**28. Passifs éventuels (suite)**

Maritime Electric juge avoir présenté sa situation fiscale de manière appropriée, à tous les égards, relativement aux nouvelles cotisations et elle a présenté un avis d'opposition au chef des appels de l'ARC. Advenant que la société ne réussisse pas à contester avec succès tous les éléments de la nouvelle cotisation, Maritime Electric pourrait devoir verser environ 12,1 millions \$ au titre de l'impôt et des intérêts courus. Au 31 décembre 2006, Maritime Electric a constitué, aux postes des impôts exigibles et futurs à payer, une provision d'environ 11,6 millions \$ et, par conséquent, un passif additionnel de 0,5 million \$ en résulterait. Dans ce cas, la société demanderait à l'IRAC d'inclure ce montant dans le processus réglementaire d'établissement des tarifs. Les dispositions de la *Loi de l'impôt* (Canada) exigent que la société dépose auprès de l'ARC la moitié du montant de la cotisation faisant l'objet de l'opposition, et la société a donc fait un dépôt de 5,9 millions \$ auprès de l'ARC le 29 juin 2006.

**b) FortisAlberta**

Le 24 mars 2006, Sa Majesté la Reine du Chef de la province de l'Alberta (la « Couronne ») a déposé une déclaration contre FortisAlberta auprès de la Cour d'appel de l'Alberta, dans le district judiciaire d'Edmonton. La Couronne prétend que la société est responsable d'un incendie survenu en octobre 2003 dans une région de la province de l'Alberta connue sous le nom de « Poll Haven Community Pasture ». La Couronne demande environ 2,7 millions \$ en rapport avec les coûts de lutte contre l'incendie et d'extinction de l'incendie, et environ 2,4 millions \$ pour pertes de bois d'œuvre, ainsi que des intérêts et d'autres frais. FortisAlberta et la Couronne ont échangé plusieurs rapports d'enquête et rapports d'experts. Les preuves de faits et les opinions d'experts reçues jusqu'à maintenant portent la direction à croire que FortisAlberta n'est pas responsable de la cause de l'incendie ni des dommages. Cependant, en raison du caractère préliminaire de la procédure, FortisAlberta n'a pas fait d'évaluation définitive de la responsabilité possible liée à la réclamation. Aucun montant n'a donc été cumulé dans les états financiers consolidés.

**c) FortisBC**

Le Ministry of Forests de la Colombie-Britannique (le « ministère ») a allégué des manquements au Code d'exploitation forestière et de la négligence à l'égard d'un incendie près du lac Vaseux et a déposé et signifié un bref et une déclaration contre FortisBC. La société est présentement en communication avec le ministère et ses assureurs. En outre, FortisBC s'est vu signifier deux brefs et déclarations par des propriétaires fonciers privés en rapport avec cette même affaire. Le résultat ne peut être raisonnablement établi et évalué pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été cumulé dans les états financiers consolidés.

Le 5 janvier 2006, FortisBC s'est vu signifier un bref et une déclaration déposés auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique en vertu de la *Loi sur les recours collectifs de 1995* (Colombie-Britannique), 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<sup>er</sup> avril 1981 et la date de tout jugement relatif à cette action. 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* (Canada) et, du fait que le taux annuel effectif de cet intérêt dépasse 60 %, qu'il est contraire à la loi et nul. Ce recours collectif vise à obtenir des dommages intérêts et le remboursement de tous les escomptes de paiement rapide qui ont été ainsi confisqués. Le 13 décembre 2006, la demande visant la reconnaissance officielle de l'action à titre de recours collectif a été entendue en Cour suprême de la Colombie-Britannique. Dans une décision rendue le 11 janvier 2007, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a rejeté la demande visant la reconnaissance officielle de l'action comme recours collectif. Le demandeur a logé un appel de cette décision auprès de la Cour d'appel de la Colombie-Britannique. Le résultat final ne peut être raisonnablement établi et évalué pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été cumulé dans les états financiers consolidés.

**d) FortisUS Energy**

Des poursuites judiciaires ont été intentées contre FortisUS Energy par le Village of Philadelphia (le « Village »), dans l'État de New York. Le Village alléguait que FortisUS Energy devrait honorer une série de paiements courants et futurs, totalisant environ 7,1 millions \$ US (8,0 millions \$ CA), prévus par une entente entre le Village et un ancien propriétaire de la centrale, située dans la municipalité du Village of Philadelphia et maintenant détenue par FortisUS Energy. La First American Title Insurance Company conteste la poursuite au nom de FortisUS Energy. Un mémoire de décision et une ordonnance ont été déposés par la Cour suprême du Jefferson County de l'État de New York, le 21 décembre 2006, accordant un jugement sommaire à FortisUS Energy par le rejet de l'action par le Village. Toutefois, le Village a déposé un avis d'appel en janvier 2007. La direction croit que la demande d'appel ne sera pas accueillie et, par conséquent, aucune provision n'a été prévue dans les présents états financiers consolidés.

## 29. Événements postérieurs à la date du bilan

- a) Le 3 janvier 2007, FortisAlberta a clôturé un placement de débentures de premier rang non garanties de 110 millions \$. Les débentures portent intérêt à un taux de 4,99 %, versé semestriellement, et viennent à échéance le 3 janvier 2047. Le produit du placement a été affecté au remboursement de la dette engagée en vertu de la facilité de crédit non garantie consentie de la société, qui a principalement été affectée au financement de dépenses en immobilisations et aux fins générales du siège social.
- b) Le 18 janvier 2007, Fortis a émis 5 170 000 actions ordinaires à 29,00 \$ l'action ordinaire. L'émission d'actions ordinaires s'est traduite par un produit brut de 149,9 millions \$, ou environ 145,6 millions \$, déduction faite des charges après impôts. Le produit net du placement a été affecté au remboursement de la dette engagée dans le cadre d'acquisitions récentes, au soutien des programmes de dépenses en immobilisations des services publics réglementés de la Société dans l'Ouest canadien et aux fins générales du siège social.
- c) Le 8 février 2007, Fortis a annoncé que son conseil d'administration avait déclaré une augmentation de 10,5 % du dividende trimestriel sur actions ordinaires, augmentant le montant de 19 cents par action ordinaire pour le porter à 21 cents par action ordinaire à compter du paiement de dividendes du deuxième trimestre le 1<sup>er</sup> juin 2007 aux actionnaires inscrits le 4 mai 2007.
- d) Le 26 février 2007, Fortis a conclu une entente (l'« entente d'acquisition ») avec 3211953 Nova Scotia Company et Kinder Morgan, Inc. (« Kinder Morgan ») (NYSE : KMI), société américaine de transport, de stockage et de distribution d'énergie dont le siège social est situé à Houston, au Texas, visant l'acquisition (« l'acquisition ») de la totalité des actions émises et en circulation de Terasen Inc. pour une contrepartie totalisant 3,7 milliards \$, y compris la prise en charge de la dette consolidée d'environ 2,3 milliards \$ de Terasen Inc. Terasen Inc. est une société de portefeuille dont le siège social est situé à Vancouver, en Colombie-Britannique, qui exerce des activités dans deux principaux secteurs d'activité, soit la distribution de gaz naturel et le transport de pétrole. Avant la clôture de l'acquisition, Kinder Morgan exigera la cession, par Terasen Inc., de ses activités de transport de pétrole. La clôture de l'acquisition, qui devrait avoir lieu au milieu de 2007, est assujettie à la réception des approbations réglementaires et autres nécessaires, y compris celle de la BCUC, ainsi qu'au respect de certaines conditions de clôture. Dans le cadre de l'entente d'acquisition, Kinder Morgan ou Fortis peut choisir de résilier l'entente d'acquisition si l'acquisition n'est pas finalisée avant le 30 novembre 2007.

Pour financer une tranche de l'acquisition, Fortis a conclu une entente, le 27 février 2007, avec Marchés mondiaux CIBC Inc., Scotia Capitaux Inc., Valeurs Mobilières TD Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., Financière Banque Nationale Inc., La Corporation Canaccord Capital, Valeurs mobilières Beacon Ltée et Valeurs Mobilières HSBC (Canada) Inc. (collectivement, les « preneurs fermes ») en vertu de laquelle les preneurs fermes ont convenu d'acquiescer auprès de Fortis et de vendre au public 38 500 000 reçus de souscription de la Société pour un prix d'acquisition de 26,00 \$ le reçu de souscription. Les preneurs fermes ont aussi obtenu une option en cas d'attributions excédentaires visant l'acquisition, le cas échéant, d'au plus 5 775 000 reçus de souscription additionnels au prix d'acquisition de 26,00 \$ le reçu de souscription, en tout temps jusqu'à 30 jours suivant la clôture du placement de reçus de souscription. Le produit brut de la vente de reçus de souscription de 1 001 000 000 \$ (1 151 150 000 \$ si l'option en cas d'attributions excédentaires est exercée en totalité) sera détenu par un agent de blocage jusqu'à la réception, entre autres éléments, de la totalité des approbations réglementaires et gouvernementales nécessaires à la finalisation de l'acquisition ou jusqu'à ce que toutes les autres conditions subsistantes préalables à la clôture de l'acquisition (collectivement, les « conditions de déblocage ») soient respectées ou fassent l'objet d'une renonciation. Chaque reçu de souscription confèrera au détenteur le droit de recevoir, sous réserve du respect des conditions de déblocage, et sans contrepartie additionnelle, une action ordinaire de Fortis et un paiement au comptant égal aux dividendes déclarés sur les actions ordinaires de Fortis aux actionnaires inscrits au cours de la période à compter de la clôture du placement de reçus de souscription jusqu'à la date d'émission des actions ordinaires relatives aux reçus de souscription. Dans l'éventualité où les conditions de déblocage ne sont pas respectées au 30 novembre 2007, ou si l'entente d'acquisition est résiliée avant cette date, les détenteurs de reçus de souscription auront le droit de recevoir un montant égal au total du prix de souscription majoré de leur quote-part des intérêts gagnés ou des produits générés sur ce montant. Le 15 mars 2007, la clôture du placement de reçus de souscription a eu lieu et les preneurs fermes ont exercé l'option en cas d'attributions excédentaires. Par conséquent, un montant de 1 151 150 000 \$ a été bloqué.

Fortis a aussi obtenu de la Banque Canadienne Impériale de Commerce des facilités de crédit à terme consenties non renouvelables totalisant 1,425 milliard \$ en faveur de Fortis pour le financement, si nécessaire, du total du prix d'acquisition au comptant de l'acquisition. Le produit net tiré du placement de reçus de souscription et les fonds disponibles sur les facilités de crédit d'acquisition seront affectés au financement de la tranche au comptant du prix d'acquisition.

## 30. Chiffres correspondants

Certains chiffres correspondants ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation adoptée pour l'exercice considéré.

# RÉTROSPECTIVE FINANCIÈRE

États des résultats (en milliers \$)	2006 <sup>1)</sup>	2005 <sup>1)</sup>	2004	2003
Produits, y compris la quote-part du bénéfice d'un placement	1 471 736	1 441 471	1 146 129	843 080
Coûts d'approvisionnement énergétique et charges d'exploitation	939 072	926 295	766 628	578 731
Amortissement	177 511	157 622	113 672	62 327
Frais financiers	168 329	153 825	122 373	86 287
Gain tiré du règlement de différends contractuels	–	10 000	–	–
Impôts sur les bénéfices des sociétés	32 538	70 416	46 927	38 236
Résultats des activités abandonnées, gains tirés de ventes et autres éléments inhabituels	2 088	–	–	–
Part des actionnaires sans contrôle	7 602	6 216	5 674	3 869
Dividendes sur actions privilégiées	1 585	–	–	–
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	147 187	137 097	90 855	73 630
<b>Bilans (en milliers \$)</b>				
Actif à court terme	409 139	299 274	293 423	191 032
Autres actifs à long terme, y compris l'écart d'acquisition	991 931	815 436	768 077	242 320
Placements à long terme	2 536	167 393	163 769	167 752
Immobilisations de services publics et biens productifs	4 043 835	3 315 001	2 712 747	1 562 693
Total de l'actif	5 447 441	4 597 104	3 938 016	2 163 797
Passif à court terme	565 254	412 298	538 258	296 056
Dépôts dus dans plus d'un an	–	–	–	–
Crédits reportés, passifs réglementaires et impôts futurs	475 625	476 672	138 198	61 956
Dettes à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition	2 558 463	2 135 674	1 904 431	1 031 358
Part des actionnaires sans contrôle	130 505	39 555	37 487	36 770
Actions privilégiées (classées comme dettes)	319 492	319 492	319 530	122 992
Capitaux propres	1 398 102	1 213 413	1 000 112	614 665
<b>Flux de trésorerie (en milliers \$)</b>				
Activités d'exploitation	263 137	303 585	272 268	156 682
Activités de financement	454 986	224 088	777 044	232 011
Activités d'investissement	634 082	467 104	1 026 256	308 006
Dividendes, excluant les dividendes sur actions privilégiées classées comme dettes	76 624	64 171	50 514	38 456
<b>Statistiques financières</b>				
Rendement des capitaux propres moyens attribuables aux actions ordinaires (%)	11,87	12,40	11,28	12,30
<b>Ratios de structure financière (%) (fin de l'exercice)<sup>2)</sup></b>				
Total de la dette et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (déduction faite de l'encaisse)	61,1	58,7	61,4	60,0
Actions privilégiées (classées à la fois comme dettes et comme capitaux propres)	10,0	8,6	9,4	6,7
Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires	28,9	32,7	29,2	33,3
<b>Ratio de couverture des intérêts (multiple)</b>				
Dettes	2,2	2,5	2,3	2,2
Total des charges fixes	2,0	2,1	2,0	2,1
<b>Dépenses en immobilisations (en milliers \$)</b>	499 990	446 029	278 669	207 740
<b>Données sur les actions ordinaires</b>				
Valeur comptable par action (fin de l'exercice) (\$)	12,19	11,74	10,45	8,82
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	103 578	101 750	84 738	69 236
Résultat par action ordinaire (\$)	1,42	1,35	1,07	1,06
Dividendes déclarés par action ordinaire (\$)	0,700	0,605	0,548	0,525
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	0,670	0,588	0,540	0,520
Ratio dividendes/bénéfice (%)	47,2	43,7	50,3	48,9
Ratio cours/bénéfice (multiple)	21,0	18,0	16,2	13,9
<b>Sommaire des données de négociation des actions</b>				
Cours de clôture (\$) (TSX)	29,77	24,27	17,38	14,73
Volume (en milliers)	60 094	37 706	29 254	31 180

<sup>1)</sup> Au 31 décembre 2006, la provision réglementaire pour coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux a été transférée de l'amortissement cumulé aux passifs réglementaires à long terme, et les données correspondantes de 2005 ont été retraitées. L'incidence de cette modification de la présentation au 31 décembre 2006 s'est traduite par une augmentation de 306,5 millions \$ (280,9 millions \$ au 31 décembre 2005) des passifs réglementaires à long terme et une augmentation de 306,5 millions \$ (280,9 millions \$ au 31 décembre 2005) du montant net des immobilisations de services publics.

<sup>2)</sup> Les ratios de structure financière correspondants ont été retraités pour les rendre conformes à la méthode de calcul de l'exercice considéré.



2002	2001	2000	1999	1998	1997	1996
715 465	628 254	580 197	505 218	472 725	486 662	474 293
476 969	418 117	417 607	356 227	339 429	341 024	334 388
65 063	62 495	52 513	45 407	42 428	41 147	35 993
73 464	65 630	55 712	46 065	43 637	44 890	45 812
–	–	–	–	–	–	–
32 488	28 732	17 228	27 476	22 998	29 449	28 029
–	4 179	2 771	(57)	3 696	369	–
4 229	3 862	3 149	803	515	515	1 026
–	–	–	–	–	–	–
63 252	53 597	36 759	29 183	27 414	30 006	29 045
180 122	134 935	165 814	92 862	94 123	78 603	70 456
204 837	123 011	116 912	160 998	162 487	160 445	160 470
95 751	82 211	81 515	–	–	–	–
1 459 300	1 245 940	1 056 291	929 909	750 223	747 461	736 338
1 940 010	1 586 097	1 420 532	1 183 769	1 006 833	986 509	967 264
334 467	272 439	224 431	229 569	147 764	172 158	172 493
–	–	–	15 640	15 745	20 444	17 448
38 835	31 628	24 110	27 538	21 942	23 307	23 388
940 910	746 092	678 349	487 828	424 275	385 627	335 654
39 955	36 419	31 502	29 381	8 430	8 430	8 430
–	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	100 000
585 843	449 519	412 140	343 813	338 677	326 543	309 851
134 422	94 115	97 499	84 679	68 898	63 202	86 351
261 043	171 358	177 820	66 797	15 858	16 721	33 992
348 724	239 726	240 698	122 469	65 882	54 093	95 838
35 070	29 913	27 661	24 303	23 824	22 968	22 416
12,23	12,44	9,73	8,55	8,24	9,43	9,61
65,2	63,9	60,4	59,6	53,4	53,6	48,4
–	3,6	4,3	5,1	6,0	6,2	12,6
34,8	32,5	35,3	35,3	40,6	40,2	39,0
2,3	2,3	2,1	2,3	2,2	2,6	2,6
2,2	2,2	1,9	2,1	2,0	2,0	1,9
228 830	149 455	157 652	86 475	65 468	49 773	53 420
8,50	7,50	6,97	6,55	6,52	6,40	6,21
65 108	59 512	54 068	52 188	51 632	50 492	49 276
0,97	0,90	0,68	0,56	0,53	0,60	0,59
0,498	0,470	0,460	0,455	0,450	0,443	0,430
0,485	0,468	0,460	0,453	0,450	0,440	0,430
49,9	51,9	67,6	80,8	84,9	73,9	72,9
13,5	13,0	13,2	14,0	18,0	17,6	14,4
13,13	11,74	9,00	7,85	9,56	10,50	8,50
21 676	21 460	26 760	9 024	12 356	13 520	13 620



**Fortis Inc.** *Les directeurs de Fortis Inc. (g-d) : Ronald W. McCabe, chef du contentieux et secrétaire général; H. Stanley Marshall, président-directeur général; Donna G. Hynes, secrétaire adjointe et directrice, Relations avec les investisseurs et le public; Barry V. Perry, vice-président, Finances et directeur des finances.*

## FortisAlberta Inc.

**Conseil d'administration :** H. Stanley Marshall (président), Donald G. Bacon, Brian F. Bietz, Gregory E. Conn, Al H. Duerr, Philip G. Hughes, Joanne R. Lemke, John S. McCallum, Barry V. Perry, John C. Walker

### Direction :

Philip G. Hughes, président-directeur général  
D. James Harbilas, vice-président, Finances et directeur des finances  
Karin C. F. Gashus, vice-présidente, Service à la clientèle  
Cynthia Johnston, vice-présidente, Services généraux et réglementation  
Alan M. Skiffington, vice-président,  
Technologie de l'information et informatique  
Gary J. Smith, vice-président, Exploitation et ingénierie  
Mike G. Olson, contrôleur et trésorier  
Robert J. Fink, avocat et secrétaire  
Karl J. Bomhof, avocat et secrétaire adjoint

## FortisBC Inc.

**Conseil d'administration :** R. Harry McWatters (président), Beth D. Campbell, Richard (Kim) D. Deane, E. Walter Gray, Philip G. Hughes, H. Stanley Marshall, Roger Mayer, John S. McCallum, Barry V. Perry, John C. Walker

### Direction :

John C. Walker, président-directeur général  
Michele I. Leeners, vice-présidente, Finances et directrice des finances  
Don L. Debiegne, vice-président, Production  
Michael A. Mulcahy, vice-président, Service à la clientèle et services généraux  
Doyle O. Sam, vice-président, Transport et distribution  
David C. Bennett, vice-président, Réglementation et chef du contentieux

## Newfoundland Power Inc.

**Conseil d'administration :** David G. Norris (président), Trevor Adey, Peggy Bartlett, Bruce Chafe, William J. Daley, Ed Drover, Peter W. Fenwick, Chris Griffiths, Georgina Hedges, H. Stanley Marshall, Karl W. Smith, John C. Walker

### Direction :

Karl W. Smith, président-directeur général  
Jocelyn H. Perry, vice-présidente, Finances et directrice des finances  
Lisa A. Hutchens, vice-présidente, Service à la clientèle et services généraux  
Phonse J. Delaney, vice-président, Ingénierie et exploitation  
Peter S. Alteen, vice-président, Réglementation et chef du contentieux

## Maritime Electric Company, Limited

**Conseil d'administration :** L. John Reddin (président), Harry D. Annear, Ronald J. Keefe, Earl A. Ludlow, R. Elmer MacDonald, H. Stanley Marshall, Fred J. O'Brien, Cheryl L. Paynter, Barbara F. Stephenson, Lynn R. Young

### Direction :

Fred J. O'Brien, président-directeur général  
J. William Geldert, vice-président, Finances,  
directeur des finances et secrétaire général  
John D. Gaudet, vice-président, Planification  
et approvisionnement énergétique  
Steve D. Loggie, vice-président, Service à la clientèle

## FortisOntario Inc.

**Conseil d'administration :** 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

### Direction :

William J. Daley, président-directeur général  
Glen C. King, vice-président, Finances et directeur des finances  
Angus S. Orford, vice-président, Exploitation  
R. Scott Hawkes, vice-président, Services généraux, chef du contentieux et  
secrétaire général

## Belize Electricity Limited

**Conseil d'administration :** Robert Usher (président), J. F. Richard Hew, Philip G. Hughes, James A. Lea, H. Stanley Marshall, Karl H. Menzies, Dylan Reneau, Yasin Shoman, Lynn R. Young

### Direction :

Lynn R. Young, président-directeur général  
Rene J. Blanco, vice-président, Finances et administration  
et directeur des finances  
Felix J. Murrin, vice-président, Service à la clientèle et exploitation  
Joseph Sukhnandan, vice-président, Ingénierie  
et approvisionnement énergétique  
Juliet Estell, directrice, Services généraux et secrétaire générale

## Caribbean Utilities Company, Ltd.

**Conseil d'administration :** 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

### Direction :

J. F. Richard Hew, président-directeur général  
Eddinton M. Powell, premier vice-président, Finances  
et services généraux et directeur des finances  
Andrew E. Small, vice-président, Production  
J. Lee Tinney, vice-président, Transport et distribution  
Robert D. Imparato, secrétaire général et chef de la gouvernance

## Fortis Turks and Caicos

**Conseil d'administration :** H. Stanley Marshall, Barry V. Perry, Ronald W. McCabe

### Direction :

H. Stanley Marshall, président  
Barry V. Perry, vice-président  
Ronald W. McCabe, secrétaire général

## Fortis Properties Corporation

**Conseil d'administration :** Linda L. Inkpen (présidente), Bruce Chafe, Earl A. Ludlow, H. Stanley Marshall, David G. Norris

### Direction :

Earl A. Ludlow, président-directeur général  
Neal J. Jackman, vice-président, Finances et directeur des finances  
Nora M. Duke, vice-présidente, Services hôteliers  
Wayne W. Myers, vice-président, Immobilier  
Ronald W. McCabe, chef du contentieux et secrétaire général

## **Bruce Chafe \*\*\***

*Président du conseil d'administration, Fortis Inc.,  
St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador*

M. Chafe est âgé de 70 ans et s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en 1997. Il en a été nommé président en mai 2006. Il est un ancien président du comité de vérification du conseil. M. Chafe est administrateur de Fortis Properties Corporation depuis 1997. Il a aussi siégé au conseil de Newfoundland Power Inc. et de FortisBC Inc. M. Chafe est aussi administrateur de plusieurs sociétés d'investissement privées. Il est associé principal à la retraite de Deloitte & Touche s.r.l.

## **Peter E. Case \***

*Administrateur de sociétés, Freelon, Ontario*

M. Case est âgé de 52 ans et s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2005. Il est consultant dans l'industrie de services publics depuis 2003, après avoir pris sa retraite comme directeur général de la recherche sur les investisseurs institutionnels chez Marchés mondiaux CIBC. Avant d'occuper ce poste, il a été directeur général chez BMO Nesbitt Burns. Il est administrateur de FortisOntario Inc. depuis mars 2003.

## **Geoffrey F. Hyland \***

*Administrateur de sociétés, Caledon, Ontario*

M. Hyland est âgé de 62 ans et il s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2001. Il a pris sa retraite en 2005 à titre de président-directeur général de ShawCor Ltd. en juin 2005. M. Hyland est administrateur de FortisOntario Inc. Il est toujours membre du conseil de ShawCor Ltd. Il est également administrateur d'Enerflex Systems Income Fund, de SCITI Total Return Trust et d'Exco Technologies Limited.

## **Linda L. Inkpen \***

*Médecin, St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador*

D<sup>re</sup> Inkpen, âgée de 59 ans, s'est jointe au conseil d'administration de Fortis Inc. en 1994. Elle a été nommée présidente du conseil de Fortis Properties Corporation en 2000 et elle a déjà été présidente du conseil d'administration de Newfoundland Power Inc.

## **H. Stanley Marshall**

*Président-directeur général, Fortis Inc., St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador*

M. Marshall est âgé de 56 ans. Il est membre du conseil d'administration de Fortis Inc. depuis 1995. Il est entré au service de Newfoundland Power Inc. en 1979 et a été nommé président-directeur général de Fortis Inc. en 1996. M. Marshall est membre du conseil de toutes les sociétés du groupe Fortis et il est administrateur de Toromont Industries Ltd.

## **John S. McCallum \*\***

*Professeur de finance, Université du Manitoba, Winnipeg, Manitoba*

M. McCallum, âgé de 63 ans, s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en juillet 2001 et il est président du comité de gouvernance et des candidatures du conseil. Il a été président du conseil de 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 d'IGM Financial Inc., de Toromont Industries Ltd. et de Wawanesa.

## **David G. Norris \*\***

*Administrateur de sociétés, St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador*

M. Norris, âgé de 59 ans, s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2006 et il a été nommé président du comité de vérification du conseil en mai 2006. Il est consultant en finances et en gestion depuis 2001, avant quoi il a été premier vice-président, Finances et 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 a été nommé président du conseil de Newfoundland Power Inc. en 2006. Il est administrateur de Newfoundland Power Inc. depuis 2003 et administrateur de Fortis Properties Corporation depuis 2006.

## **Michael A. Pavey \***

*Administrateur de sociétés, Moncton, Nouveau-Brunswick*

M. Pavey, âgé de 59 ans, s'est joint en mai 2004 au conseil d'administration de Fortis Inc. Il a pris sa retraite à titre de premier vice-président et directeur des finances de Major Drilling Group International Inc. en 2006. Avant de se joindre à Major Drilling en 1999, il a occupé des postes de cadre supérieur au sein de TransAlta Corporation. M. Pavey a été administrateur de Maritime Electric Company, Limited.

## **Roy P. Rideout \*\***

*Administrateur de sociétés, Halifax, Nouvelle-Écosse*

M. Rideout, âgé de 59 ans, s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mars 2001 et il est président du comité des ressources humaines du conseil. 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 du Halifax International Airport Authority, d'Oceanex Inc. et de NAV CANADA.

\* Comité de vérification    \* Comité de gouvernance et des candidatures    \* Comité des ressources humaines



*Conseil d'administration (g-d) : John S. McCallum, Peter E. Case, H. Stanley Marshall, Roy P. Rideout, Linda L. Inkpen, Bruce Chafe, Michael A. Pavey, David G. Norris, Geoffrey F. Hyland.*

## Agent des transferts et agent comptable des registres

La Société de fiducie Computershare du Canada (« Computershare ») est chargée 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 communications aux actionnaires. Toute question à ce sujet et toute correction aux renseignements personnels des actionnaires doivent être adressées à l'agent des transferts.

### Société de fiducie Computershare du Canada

9th Floor, 100 University Avenue  
 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 communiquant avec l'agent des transferts.

## Rapport annuel envoyé en double

Malgré nos efforts, certains actionnaires peuvent recevoir plus d'un exemplaire du rapport annuel parce qu'ils ont plusieurs comptes d'actions. Les actionnaires désireux de consolider ces comptes devraient communiquer avec l'agent des transferts.

## Régimes de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions par les consommateurs

Fortis Inc. offre aux actionnaires ordinaires un régime de réinvestissement des dividendes<sup>1)</sup> et un régime d'achat d'actions par les consommateurs<sup>2)</sup> 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 de 20 000 \$ par an), dans ces régimes afin d'acheter d'autres actions ordinaires. Les actions sont vendues trimestriellement les 1<sup>er</sup> mars, 1<sup>er</sup> juin, 1<sup>er</sup> septembre et 1<sup>er</sup> décembre au cours moyen à la cote de la Bourse de Toronto. Les demandes d'information doivent être adressées à l'agent des transferts, Société de fiducie Computershare du Canada.

*1) Tous les actionnaires ordinaires enregistrés 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 lieu de résidence. 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

Aux fins des gains en capital, les prix au jour de l'évaluation sont les suivants :

22 décembre 1971	1,531 \$
22 février 1994	7,156 \$

## Symbole des actions

Les actions ordinaires, les actions privilégiées de premier rang de série C, les actions privilégiées de premier rang de série E, les actions privilégiées de premier rang de série F et les reçus de souscription de Fortis Inc. sont cotés à la Bourse de Toronto et se négocient respectivement sous les symboles FTS, FTS.PR.C, FTS.PR.E, FTS.PR.F et FTS.R.

## Cours des actions ordinaires

Année	Haut	Bas	Clôture
2006	30,00	20,36	29,77
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



### Fortis Inc.

The Fortis Building, Suite 1201  
139 Water Street  
C. P. 8837  
St. John's (T.-N.-L.)  
Canada A1B 3T2  
Téléphone : 709-737-2800  
Télécopieur : 709-737-5307  
www.fortisinc.com

### FortisAlberta Inc.

320-17 Avenue SW  
Calgary (Alberta)  
Canada T2S 2V1  
Téléphone : 403-514-4000  
Télécopieur : 403-514-4001  
www.fortisalberta.com

### FortisBC Inc.

5th Floor  
1628 Dickson Avenue  
Kelowna (C.-B.)  
Canada V1Y 9X1  
Téléphone : 250-469-8000  
Télécopieur : 250-717-0802  
www.fortisbc.com

### Newfoundland Power Inc.

55 Kenmount Road  
C. P. 8910  
St. John's (T.-N.-L.)  
Canada A1B 3P6  
Téléphone : 709-737-2848  
Télécopieur : 709-737-5300  
www.newfoundlandpower.com

### Maritime Electric Company, Limited

180 Kent Street  
C. P. 1328  
Charlottetown (Î.-P.-É.)  
Canada C1A 7N2  
Téléphone : 902-629-3799  
Télécopieur : 902-629-3665  
www.maritimeelectric.com

### Conception et production :

CCL Group – Colour, St. John's (T.-N.-L.)  
Moveable Inc., Toronto (Ontario)

### Imprimeur :

The Lowe-Martin Group, Ottawa (Ontario)

### FortisOntario Inc.

1130 Bertie Street  
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

### 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

### Fortis Turks and Caicos

c/o PPC Limited  
C. P. 132  
Providenciales  
Îles Turks et Caïcos  
Téléphone : 649-946-4313  
Télécopieur : 649-946-4532

### Fortis Properties Corporation

The Fortis Building, Suite 1201  
139 Water Street  
C. P. 8837  
St. John's (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

4 mai 2007 10 août 2007  
9 novembre 2007 8 février 2008

### Dates de versement des dividendes

1<sup>er</sup> juin 2007 1<sup>er</sup> septembre 2007  
1<sup>er</sup> décembre 2007 1<sup>er</sup> mars 2008

### Dates d'annonce des résultats

3 mai 2007 3 août 2007  
2 novembre 2007 6 février 2008

\* La déclaration et le versement des dividendes sont sujets à l'approbation du conseil d'administration.

## Relations avec les investisseurs et les analystes

Directeur des relations publiques et avec les investisseurs  
Téléphone : 709-737-2800  
Télécopieur : 709-737-5307  
Courriel : investorrelations@fortisinc.com

## Assemblée annuelle

Mardi 8 mai 2007  
10 h 30  
Delta St. John's  
120 New Gower Street  
St. John's (T.-N.-L.)  
Canada

### Photographies :

**Couverture** : Wayne Duchart, Kelowna (C.-B.)  
(wayne@photographywest.ca)

Jack LeClair, Charlottetown (Î.-P.-É.)  
Blaine Desrosiers, Fort Erie (Ontario)  
Ned Pratt, St. John's (T.-N.-L.)  
Neil Murray, Grand Caïman, îles Caïmans  
Denise Vanzie, Belize City, Belize  
Doug Greenslade, St. John's (T.-N.-L.)  
Chris Hammond, St. John's (T.-N.-L.)  
Marnie Burkhart, Calgary (Alberta)  
Danny Foster, Kelowna (C.-B.)  
Lee Ann Surette, St. John's (T.-N.-L.)  
Bobb Barratt, Niagara Falls (Ontario)  
Courtney Bonita, Fort Erie (Ontario)  
Richard Holder, Belize City, Belize  
Miguel Escalante, Grand Caïman, îles Caïmans  
Ron Kidd, Providenciales, îles Turks et Caïcos  
Gerry Boland, St. John's (T.-N.-L.)  
John Woods, Belize City, Belize  
Larry Doell, Trail (C.-B.)  
Peter Robbins, Grand Falls-Windsor (T.-N.-L.)  
Howard Cabral, San Ignacio, Belize  
Monty Hunter, St. John's (T.-N.-L.)  
Dawn Sampson, Belize City, Belize  
Gail Tucker, St. John's (T.-N.-L.)



**FORTIS**<sup>INC.</sup>

The Fortis Building, Suite 1201, 139 Water Street, C.P. 8837, St. John's (T.-N.-L.), Canada A1B 3T2  
Téléphone : 709-737-2800 Télécopieur : 709-737-5307 [www.fortisinc.com](http://www.fortisinc.com) TSX : FTS