



FORTIS INC.
RAPPORT ANNUEL 2007

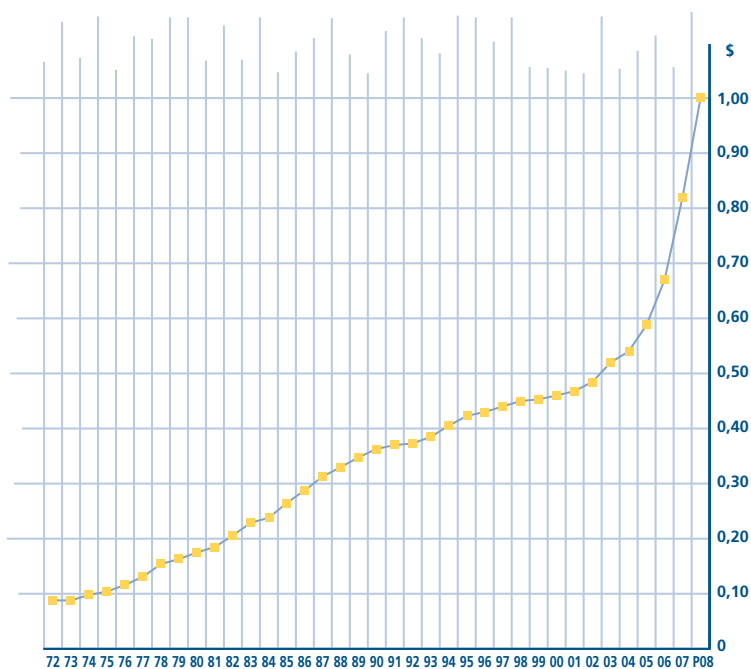
Voie
d'avenir

Table des matières

VOIE D'AVENIR

Faits saillants pour les investisseurs	2
Rapport aux actionnaires	4
Activités de gaz naturel réglementées	
Terasen	12
Activités d'électricité réglementées	
FortisAlberta	14
FortisBC	15
Newfoundland Power	16
Maritime Electric	17
FortisOntario	18
Belize Electricity	19
Caribbean Utilities	20
Fortis Turks and Caicos	21
Activités non réglementées	
Fortis Generation	22
Fortis Properties	23
Notre collectivité	24
Rapport de gestion	25
États financiers et notes afférentes	78
Rétrospective financière	134
Conseil d'administration	136
Renseignements pour les investisseurs	137

Dividendes versés par action ordinaire



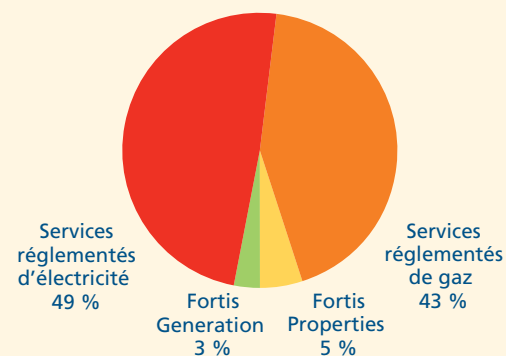
Fortis a augmenté 35 années d'affilée les dividendes versés annuellement à ses actionnaires ordinaires, un record pour une société ouverte au Canada.

Profil de l'entreprise

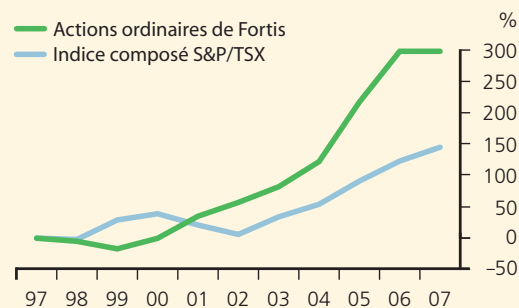
Plus importante société de services publics de distribution appartenant aux investisseurs au Canada, Fortis Inc. fournit du gaz et de l'électricité à près de 2 000 000 de clients.

Actif dépassant 10 milliards \$

(au 31 décembre 2007)



Rendement cumulatif total des 10 derniers exercices





▲▲ Alberta
▲ Manitoba
▲▲▲ Colombie-Britannique
▲ Saskatchewan
Terre-Neuve ▲▲▲
Île-du-Prince-Édouard ■
▲▲▲ Ontario
▲ Nouveau-Brunswick
Nouvelle-Écosse ▲
● État de New York

Activités des services publics réglementés

Activités de gaz ◆

Terasen *Colombie-Britannique*

Activités d'électricité ■

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

Fortis Generation ●

Zones de production

*Belize, Ontario, région centrale de Terre-Neuve,
Colombie-Britannique, nord de l'État de New York*

Fortis Properties ▲

Immobilier

Canada Atlantique, Saskatchewan

Hôtellerie

*Est du Canada, Manitoba, Saskatchewan,
Alberta, Colombie-Britannique*

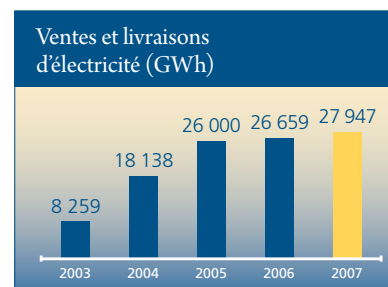
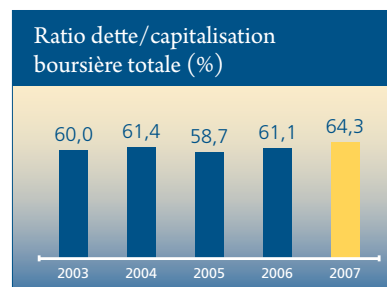
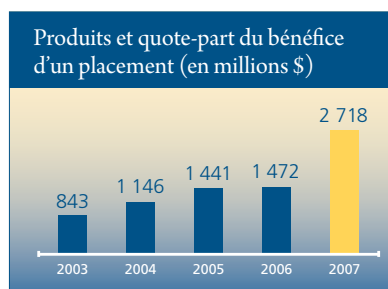
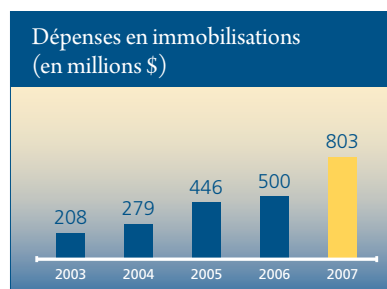
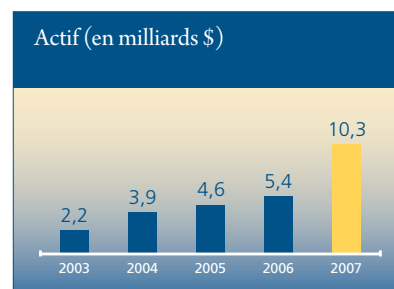
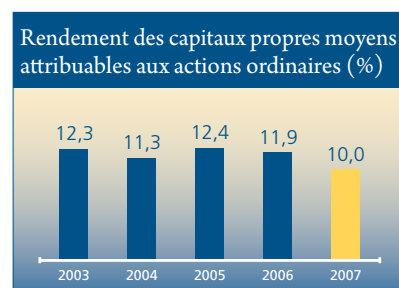
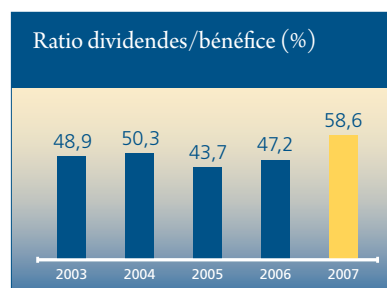
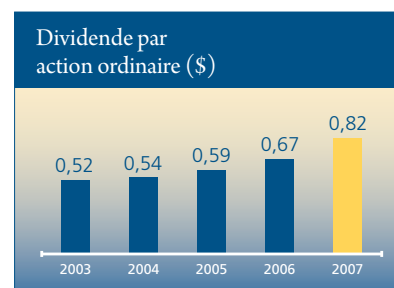
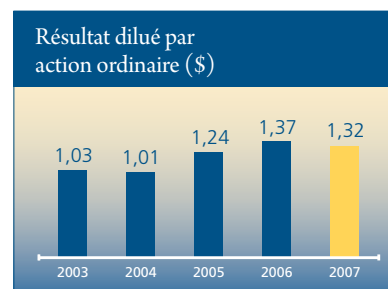
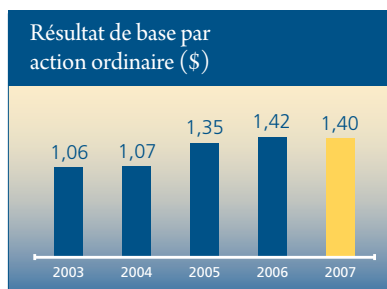
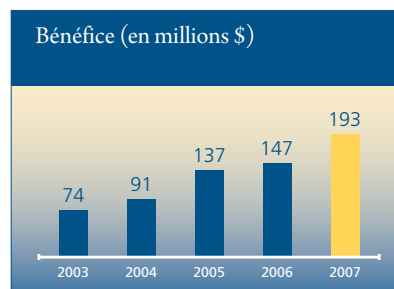
■ Îles Turks et Caicos

■ Grand Caïman

■● Belize

Faits saillants pour les investisseurs

RENDEMENT SUR CINQ ANS



Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens.

L'information porte sur l'exercice terminé le 31 décembre 2007, à moins d'indication contraire.

RÉGLEMENTÉS

Gaz

Terasen ¹⁾	Clients (nombre)	Employés (nombre)	Demande de pointe quotidienne (TJ)	Volume de gaz (PJ)	Total de l'actif (en millions \$)	Programme de dépenses en immobilisations (en millions \$)	Base tarifaire (en millions \$) ²⁾	Bénéfice (en millions \$) ³⁾	RCP autorisé (%) ⁴⁾	
									2007	2008
Total	918 000	1 200	1 360	118	4 447	120	2 945	50	8,37	8,62

Électricité

Société	Clients (nombre)	Employés (nombre)	Demande de pointe (MW)	Ventes d'énergie (GWh)	Total de l'actif (en millions \$)	Programme de dépenses en immobilisations (en millions \$)	Base tarifaire (en millions \$) ²⁾	Bénéfice (en millions \$) ³⁾	RCP autorisé (%) ⁴⁾	
									2007	2008
FortisAlberta	448 000	999	3 182	15 378	1 521	285	1 129	48	8,51	8,75
FortisBC	154 000	532	683	3 091	1 135	147	823	31	8,77	9,02
Newfoundland Power	232 000	555	1 142	5 093	986	72	817	30	8,60	8,95
Maritime Electric	72 000	179	218	1 035	367	27	277	10	10,25	10,00
FortisOntario	52 000	124	234	1 174	180	11	111	6	9,00	9,00
Belize Electricity ⁵⁾	73 000	274	70	382	206	25	179	12	10,00–15,00 ⁶⁾	10,00–15,00 ⁶⁾
Caribbean Utilities ⁷⁾	23 000	193	93	527	448	56	320	9	15,00 ⁶⁾	10,00 ^{6) 8)}
Fortis Turks and Caicos	8 700	80	28	145	124	25	99	10	17,50 ⁶⁾	17,50 ⁶⁾
Total	1 062 700	2 936	5 650	26 825	4 967	648	3 755	156		

1) Terasen comprend principalement les activités de Terasen Gas Inc., de Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. et de Terasen Gas (Whistler) Inc., désignées collectivement les « sociétés Terasen Gas ». Les volumes de gaz, le programme de dépenses en immobilisations et le bénéfice sont en date du 17 mai 2007, date d'acquisition.

2) Prévission à la mi-exercice 2008.

3) Apport aux résultats consolidés de Fortis Inc. pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

4) Taux de rendement des capitaux propres en actions ordinaires (« RCP »). Pour Terasen, le RCP est celui de Terasen Gas Inc. Le RCP de Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. est plus élevé de 70 points de base.

5) Fortis détient une participation de 70,1 % dans Belize Electricity. L'information inscrite au tableau présente la totalité des activités de Belize Electricity, sauf les données sur le bénéfice.

6) Taux de rendement réglementé sur l'actif de la base tarifaire.

7) Fortis détient une participation de 54 % dans Caribbean Utilities. L'information inscrite au tableau présente la totalité des activités de Caribbean Utilities pour les douze mois terminés le 31 octobre 2007, sauf les données sur le bénéfice.

8) Conformément aux nouvelles licences attendues au cours du premier semestre de 2008.

NON RÉGLEMENTÉS

 Fortis Generation ¹⁾

	Capacité de production (MW)	Ventes d'énergie (GWh)	Actif ³⁾ (en millions \$)	Bénéfice ⁴⁾ (en millions \$)	Programme de dépenses en immobi- lisations (en millions \$)
Total	195	1 122	324	24	22

 Fortis Properties ²⁾

	Employés (nombre)	Actif (en millions \$)	Bénéfice ⁴⁾ (en millions \$)	Programme de dépenses en immobi- lisations (en millions \$)
Total	1 800	535	24	13

1) Comprend les activités au Belize, en Ontario, en Colombie-Britannique ainsi que dans la région centrale de Terre-Neuve et dans le nord de l'État de New York.

2) Comprend des immeubles commerciaux totalisant environ 2,8 millions de pieds carrés, principalement dans le Canada atlantique, et 19 hôtels dans plusieurs villes du pays.

3) Comprend 89 millions \$ d'actifs dans le secteur « autres » des activités non réglementées.

4) Apport aux résultats consolidés de Fortis Inc. pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

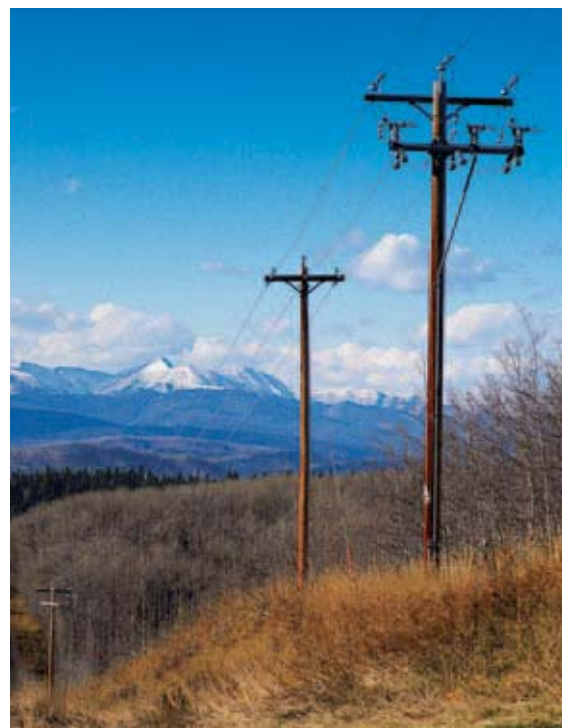
L'information porte sur l'exercice terminé le 31 décembre 2007, à moins d'indication contraire.

Rapport aux actionnaires

Fortis a affiché un bénéfice record pour le huitième exercice d'affilée. Nous avons également connu une croissance record en étendant nos activités à la distribution de gaz naturel avec l'acquisition de Terasen. Cette acquisition de 3,7 milliards \$ a doublé la base tarifaire réglementée de la Société, qui se situe maintenant aux environs de 6,3 milliards \$, et a fait de Fortis la plus importante société ouverte de services de distribution au Canada.

Le bénéfice attribuable aux actions ordinaires s'est établi à 193 millions \$ en 2007, en hausse de 31 % par rapport au bénéfice de 147 millions \$ à l'exercice précédent. La croissance du bénéfice est principalement attribuable à l'acquisition de Terasen en mai, mais elle reflète également le premier exercice complet d'exploitation de Fortis Turks and Caicos, des investissements importants dans l'infrastructure électrique à FortisAlberta et FortisBC, une performance accrue à Fortis Properties et une diminution des impôts effectifs sur les bénéfices des sociétés. Le bénéfice par action ordinaire s'est établi à 1,40 \$ comparativement à 1,42 \$ en 2006. L'acquisition de Terasen a dilué le bénéfice par action ordinaire d'environ 7 cents en 2007 en raison du caractère saisonnier des bénéfices de cette société.

Grâce à notre excellent bilan en matière de croissance du dividende, les dividendes versés par action ordinaire ont augmenté de 22 % en 2007 pour s'établir à 82 cents, en regard de 67 cents à l'exercice précédent. Le ratio dividendes/bénéfice s'est établi à 58,6 % en 2007. Votre conseil d'administration a haussé le dividende trimestriel par action ordinaire, le faisant passer de 21 à 25 cents, avec prise d'effet à la date de versement des dividendes du premier trimestre, soit le 1^{er} mars 2008. Cette hausse porte à 35 le nombre d'exercices d'affilée au cours desquels la Société a haussé le dividende annuel par action ordinaire, un record canadien pour une société ouverte. La croissance du bénéfice a permis à Fortis d'accroître son dividende trimestriel par action ordinaire de 92 % depuis 2003.



Les entreprises de services publics d'électricité de Fortis possèdent et/ou exploitent environ 134 000 kilomètres de lignes de transport et de distribution.



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

En 2007, l'action ordinaire de Fortis a atteint un sommet de 30,00 \$ et a clôturé l'exercice à 28,99 \$. Au cours des cinq derniers exercices, Fortis a dégagé un rendement total annualisé moyen de 20,9 %, dépassant les résultats de l'indice composé S&P/TSX et de l'indice des services aux collectivités S&P/TSX, qui ont affiché des rendements totaux annualisés moyens de respectivement 18,3 % et 17,2 % au cours de la même période.

La capitalisation boursière de nos actions ordinaires a dépassé 4,5 milliards \$ en 2007, soit 1,4 milliard \$ de plus qu'en 2006. Le volume quotidien moyen des opérations sur l'action de Fortis a dépassé 400 000 actions ordinaires en regard de 240 000 en 2006.

Nous prévoyons que l'acquisition de Terasen contribuera au résultat par action ordinaire de Fortis pour ce premier exercice complet en tant que propriétaire. C'est une société bien gérée et l'un des plus importants distributeurs de gaz naturel au Canada, comptant plus de 918 000 clients ou 96 % des consommateurs de gaz en Colombie-Britannique. Son intégration au sein du groupe de sociétés Fortis va bon train.

La nomination d'une majorité d'administrateurs indépendants au conseil d'administration de Terasen en novembre 2007 a marqué une étape importante, la Société étant ainsi assurée que Terasen mènera ses activités conformément au modèle Fortis, avec son propre conseil d'administration et ses propres dirigeants. Nous souhaitons la bienvenue à nos 1 200 employés de Terasen au sein du Groupe Fortis et nous comptons sur eux pour améliorer encore l'efficacité de nos entreprises de services publics et la qualité de notre service à la clientèle, qui font notre renommée internationale. Par suite de l'acquisition de Terasen, Standard & Poor's (« S&P ») a rehaussé de deux crans la note des titres d'emprunt non garantis de Fortis, la faisant passer de « BBB » à « A- ». DBRS a attribué aux titres d'emprunt non garantis de Fortis la note BBB (élevée).

Les activités de distribution de gaz de Terasen, qui englobent Terasen Gas Inc., Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. et Terasen Gas (Whistler) Inc., ont contribué aux bénéfices à hauteur de 50 millions \$ depuis l'acquisition en mai. En raison de ses ventes d'énergie destinée au chauffage, qui fluctuent selon les saisons, Terasen réalise pratiquement tous ses bénéfices aux premier et quatrième trimestres.



En 2007, Fortis a étendu ses activités à la distribution de gaz naturel en faisant l'acquisition de Terasen.



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.

Rapport aux actionnaires

Les services publics réglementés d'électricité au Canada ont dégagé un bénéfice de 125 millions \$, en hausse de 10,6 % par rapport au bénéfice de 113 millions \$ enregistré en 2006. Cette augmentation est attribuable aux sommes additionnelles investies dans l'infrastructure électrique pour répondre au nombre croissant de clients à FortisAlberta et FortisBC, mais traduit également des recouvrements d'impôts sur les bénéfices des sociétés plus élevés à FortisAlberta, des hausses tarifaires à FortisBC et un gain après impôts non récurrent d'environ 2 millions \$ à FortisOntario.

Les services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes ont contribué à hauteur de 31 millions \$ au bénéfice, soit 8 millions \$ de plus qu'en 2006, sans égard à l'incidence de taux de change défavorables associés au raffermissement du dollar canadien. Le rendement s'est amélioré grâce au premier exercice complet de contribution au bénéfice par Fortis Turks and Caicos, à la croissance des ventes d'électricité des trois entreprises de services publics et à une baisse des frais financiers à Belize Electricity. Nos entreprises de services publics dans les Caraïbes ont subi une baisse des bénéfices attribuable en grande partie à une charge liée à la cession de turbines à vapeur.



Les dépenses en immobilisations de services publics d'électricité, avant les apports de la clientèle, se sont élevées à quelque 790 millions \$, dont une somme d'environ 120 millions \$ liée aux sociétés Terasen Gas depuis la date d'acquisition, en 2007.

Les dépenses en immobilisations de services publics d'électricité, avant les apports de la clientèle, se sont élevées à quelque 790 millions \$, dont une somme d'environ 120 millions \$ liée aux sociétés Terasen Gas depuis la date d'acquisition, en 2007. Au cours des cinq derniers exercices, nos entreprises de services publics ont investi environ 2,1 milliards \$, sur une base consolidée, dans des projets d'immobilisations. Cette somme a été investie en majeure partie dans nos entreprises de services publics d'électricité dans la région à forte croissance de l'Ouest canadien, où la croissance de la clientèle et de la demande énergétique demeure forte.

Plusieurs décisions réglementaires importantes rendues en 2007 et au début de 2008 devraient apporter une stabilité sur le plan réglementaire en 2008, et permettre ainsi à nos entreprises de services publics de se concentrer sur leurs activités et de répondre aux besoins énergétiques des clients.

Terasen Gas Inc., FortisBC, Newfoundland Power et Maritime Electric ont obtenu l'approbation réglementaire pour leurs tarifs respectifs de 2008. En février 2008, FortisAlberta a obtenu l'approbation réglementaire pour ses tarifs d'électricité de 2008 et 2009. Les taux de rendement des capitaux propres en actions ordinaires autorisés pour 2008 pour les quatre plus grandes entreprises de services publics de la Société, soit Terasen Gas Inc., FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power, ont augmenté pour s'établir respectivement à 8,62 %, 8,75 %, 9,02 % et 8,95 %.

Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. a obtenu une approbation réglementaire conditionnelle en vue de la construction et de l'exploitation d'une installation de stockage de gaz naturel liquéfié de 1,5 milliard de pieds cubes sur l'île de Vancouver, qui permettra à la société de mieux répondre à la demande actuelle et future de gaz dans cette région. L'installation de 200 millions \$ devrait entrer en service d'ici la fin de 2011.

En décembre 2007, Caribbean Utilities a conclu un accord de principe avec le gouvernement des îles Caïmans, sur les modalités de la nouvelle licence de production de la société, devant être accordée initialement pour une durée d'un maximum de 25 ans et, en vertu de nouveaux arrangements, d'une nouvelle licence de transport et de distribution exclusive de 20 ans. Les nouvelles licences devraient être émises dans la première moitié de 2008.

Le gouvernement du Belize a adopté des modifications visant à simplifier la méthode d'établissement tarifaire à Belize Electricity. Ces modifications, qui ont pris force de loi en décembre 2007, ont permis de régler certaines questions demeurées en suspens relativement à la décision réglementaire de juin 2007 sur les tarifs.



Fortis Properties a franchi une autre étape en août 2007 en étendant ses activités à une huitième province canadienne, par l'acquisition du Delta Regina en Saskatchewan.



Le groupe de sociétés Fortis sert près de 2 000 000 de consommateurs de gaz et d'électricité dans cinq provinces canadiennes et trois pays des Caraïbes.

Rapport aux actionnaires

Les activités non réglementées de Fortis Generation ont contribué au bénéfice à hauteur de 24 millions \$ pour l'exercice en regard de 27 millions \$ en 2006. Ce recul est lié à la baisse de la production hydroélectrique résultant de pluies moins abondantes.

Belize Electric Company Limited (« BECOL ») a entrepris, en mai, la construction de la centrale hydroélectrique Vaca de 18 MW, au coût de 53 millions \$ US, dernière étape d'un projet d'aménagement en trois étapes sur la rivière Macal au Belize. Vaca devrait accroître la production annuelle moyenne de la rivière Macal d'environ 80 gigawattheures (« GWh »), la faisant passer à 240 GWh. En supposant des conditions hydrologiques normales, la centrale devrait contribuer immédiatement au résultat par action ordinaire dès sa mise en service à la fin de 2009.

Pour la 10^e année d'affilée, Fortis Properties a dégagé un bénéfice record qui, pour l'exercice 2007, a été de 24 millions \$. Ces résultats sont attribuables à l'expansion des activités hôtelières de Fortis Properties dans l'Ouest canadien et à un rajustement favorable de l'impôt sur les bénéfices des sociétés de 4 millions \$. La société a franchi une nouvelle étape en août 2007 en s'implantant dans une huitième province canadienne par l'acquisition du Delta Regina en Saskatchewan. Cette acquisition a immédiatement contribué au résultat par action ordinaire.



En 2008, le programme consolidé de dépenses en immobilisations des entreprises de services publics de Fortis devrait avoisiner les 900 millions \$. On prévoit qu'au cours des cinq prochaines années, les dépenses en immobilisations cumulatives dépasseront 4 milliards \$.

Avec l'acquisition de Terasen, l'actif total de Fortis dépasse maintenant 10 milliards \$, soit près du double de l'actif à la fin de l'exercice précédent et dix fois plus qu'il y a dix ans.

Fortis et ses filiales ont mobilisé environ 2,1 milliards \$ sur les marchés financiers en 2007. Parallèlement à la clôture de l'acquisition de Terasen, la Société a émis environ 1,15 milliard \$ d'actions ordinaires dont le produit net a servi à compléter l'achat. Le prix d'achat résiduel a été financé par la prise en charge d'une dette de 2,4 milliards \$ et des emprunts sur la facilité de crédit existante de la Société. En janvier 2007, Fortis a réalisé une émission d'actions ordinaires de 150 millions \$, dont le produit net a surtout servi à rembourser la dette contractée pour les acquisitions faites en 2006 et à soutenir les programmes d'immobilisations de nos entreprises de services publics d'électricité dans l'Ouest canadien. Par suite du relèvement de sa note de crédit par S&P, Fortis a réalisé, en septembre 2007, sa première offre de titres de créance de 30 ans en émettant, par voie de placement privé, 200 millions \$ US en billets non garantis de premier rang à 6,6 % auprès d'investisseurs institutionnels américains. Les filiales de Fortis ont réalisé des émissions de titres de créance à long terme d'un capital de près de 600 millions \$ au cours de 2007.



Avec l'acquisition de Terasen, l'actif total de Fortis dépasse maintenant 10 milliards \$, soit près du double de l'actif à la fin de l'exercice précédent et dix fois plus qu'il y a dix ans.



Des dépenses en immobilisations robustes devraient continuer de stimuler une solide croissance du bénéfice et des dividendes.

Le programme consolidé de dépenses en immobilisations pour nos entreprises de services publics en 2008 devrait atteindre environ 900 millions \$. Au cours des cinq prochains exercices, les dépenses en immobilisations cumulatives devraient dépasser 4 milliards \$. La majeure partie de cette somme sera investie dans nos activités dans l'Ouest canadien. D'ici 2012, la base tarifaire combinée de FortisAlberta et FortisBC devrait dépasser 3 milliards \$, soit 76 % de plus que le niveau d'aujourd'hui qui se situe à 1,7 milliard \$. La base tarifaire combinée de toutes les entreprises de services publics de Fortis devrait croître pour s'établir à environ 8,6 milliards \$ en 2012 par rapport au niveau actuel d'environ 6,3 milliards \$.

Des dépenses en immobilisations robustes devraient continuer de stimuler une solide croissance du bénéfice et des dividendes.

Bien que l'intégration de Terasen au sein du Groupe Fortis demeure une priorité en 2008, Fortis recherchera des occasions d'acquisitions d'entreprises de services publics de gaz et d'électricité au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes.

Il y a eu de nombreux changements au niveau de la direction dans l'ensemble du Groupe Fortis au cours de l'exercice. Karl Smith a été nommé président-directeur général, FortisAlberta, après le départ à la retraite de Philip Hughes. Earl Ludlow a

Rapport aux actionnaires

succédé à Karl au poste de président-directeur général, Newfoundland Power. Nora Duke, ancienne vice-présidente, Services hôteliers, Fortis Properties, a succédé à Earl au poste de président-directeur général, Fortis Properties. Eddinton Powell, ancien vice-président, Finances, et directeur des finances, Caribbean Utilities, a été nommé président-directeur général, Fortis Turks and Caicos. Avec l'acquisition de Terasen, son président-directeur général, Randall Jespersen, est devenu membre de l'équipe senior de Fortis.

Le succès de votre société atteste du calibre et de l'engagement de nos employés. Merci à tous pour votre excellent travail.

Messieurs Harry McWatters and Frank Crothers se sont joints à notre conseil d'administration en mai 2007. Représentant respectivement les régions de la Colombie-Britannique et des Caraïbes, ils apportent au conseil d'administration un regard neuf et des atouts supplémentaires.

Au nom du conseil d'administration,



Bruce Chafe
Président du conseil d'administration
Fortis Inc.



H. Stanley Marshall
Président-directeur général
Fortis Inc.



Stan Marshall, président-directeur général de Fortis Inc., prononce un discours à la Chambre de commerce de Toronto.



Le succès de Fortis atteste du calibre et de l'engagement de notre effectif composé de presque 6 000 personnes.

Comme je prendrai ma retraite de votre conseil d'administration lors de l'assemblée annuelle le 6 mai 2008, je profite de l'occasion pour remercier la Société et lui transmettre mes meilleurs vœux pour l'avenir. Par son ardeur au travail et l'excellent service à la clientèle, notre personnel, qui atteint maintenant près de 6 000 personnes, continuera d'assurer le succès de notre Société.

Bruce Chafe
Président du conseil d'administration
Fortis Inc.

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) La croissance de l'actif et de la capitalisation boursière devrait dépasser la croissance moyenne des autres sociétés nord-américaines de services publics de gaz naturel et d'électricité de taille comparable.
- ii) Le bénéfice devra continuer de croître à un rythme comparable à celui d'une société nord-américaine de services publics bien gérée.
- iii) Les risques commerciaux et financiers de Fortis ne devraient pas dépasser de beaucoup ceux des autres sociétés nord-américaines de services publics de taille comparable.



Terasen

ACTIVITÉS DE GAZ RÉGLEMENTÉES

Terasen Inc. (« Terasen ») est la plus importante société de distribution de gaz naturel de Colombie-Britannique et sert plus de 918 000 clients dans 125 localités, soit 96 % des utilisateurs de gaz naturel de la province.

Les sociétés Terasen Gas Inc. (« TGI »), Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. (« TGVI ») et Terasen Gas (Whistler) Inc. (« TGWI »), collectivement, les « sociétés Terasen Gas », exploitent les activités réglementées de la société liées à la distribution de gaz naturel et de gaz propane acheminé par réseau souterrain. Les activités de Terasen comprennent également celles de Terasen Energy Services, une nouvelle société qui a pour mission d'intégrer les énergies alternatives aux systèmes énergétiques de quartier.

TGI, qui exerce l'activité principale de Terasen, assure des services de distribution de gaz naturel à environ 825 000 clients dans plus de 100 localités, dans un rayon de service qui s'étend de Vancouver à la vallée du Fraser et à l'intérieur de la Colombie-Britannique.

TGVI est propriétaire et exploitante du pipeline de transport de gaz naturel depuis la région du grand Vancouver à travers le détroit de Georgia jusqu'à l'île de Vancouver et du réseau de distribution sur l'île de Vancouver et le long de la Sunshine Coast, et sert environ 91 200 clients.

TGWI est propriétaire et exploitante du réseau de distribution de gaz propane dans la région de Whistler et assure le service à environ 2 400 clients.

Les sociétés Terasen Gas possèdent et exploitent plus de 45 000 kilomètres de pipelines affectés à la distribution et au transport du gaz naturel. En 2007, les volumes de gaz ont dépassé 220 000 térajoules (« TJ »), atteignant une demande de pointe quotidienne de 1 360 TJ. Terasen fournit environ 20 % de la consommation finale d'énergie de Colombie-Britannique.

Le *Customer Choice Program*, un nouveau programme établi en Colombie-Britannique en mai 2007, donne aux clients résidentiels de la plupart des zones de service de l'intérieur de la Colombie-Britannique la possibilité d'acheter du gaz naturel auprès d'un distributeur indépendant selon un tarif fixe pluriannuel ou auprès de TGI selon un tarif variable. Le programme, qui offre plus de flexibilité aux clients, n'a aucune incidence sur les bénéfices de TGI dans la mesure où les coûts du gaz naturel sont transférés directement à la clientèle.



En novembre, TGVI a reçu une approbation conditionnelle réglementée visant la construction et l'exploitation d'une installation de stockage de gaz naturel liquéfié d'une capacité de 1,5 milliard de pieds cubes à Mount Hayes, sur l'île de Vancouver.



Dirigeants de Terasen (g-d) : Douglas Stout, vice-président, Marketing et essor de l'entreprise; David Bennett, vice-président, Affaires réglementaires et chef du contentieux; Jan Marston, vice-présidente, Approvisionnement en gaz et transport; Robert Samels, vice-président, Services d'entreprise et chef de l'information; Daryle Britton, vice-président, Ressources humaines et gouvernance de l'exploitation; Scott Thomson, vice-président, Affaires réglementaires et chef des finances; Roger Dall'Antonio, vice-président, Expansion de l'entreprise et trésorier; Dwain Bell, vice-président, Distribution; Randall Jespersen, président-directeur général.

Les sociétés Terasen Gas ont obtenu en 2007 leur taux de satisfaction de la clientèle le plus élevé à ce jour, soit 79 %. Les 1 200 membres du personnel de Terasen ont lancé un certain nombre d'initiatives qui ont permis de stimuler le rendement, axées notamment sur des améliorations de la productivité, des changements de procédés et de nouvelles activités de vente et de marketing. Une publicité et des communications plus dynamiques visant à présenter le *Customer Choice Program* ainsi que la refonte complète du site Web sont au nombre de ces initiatives.

En collaboration avec FortisBC et BC Hydro, et avec l'aide des subventions accordées par les gouvernements provincial et fédéral, TGI a encouragé ses clients à faire des économies d'énergie et d'argent en leur offrant des incitatifs financiers afin qu'ils optent pour un système de chauffage au gaz naturel à haute efficacité énergétique. Les quelque 5 000 clients ayant participé au programme de remplacement du système de chauffage *Energy Star* en 2007 ont économisé à peu près 63 000 gigajoules d'énergie et réduit leurs coûts d'énergie de 733 000 \$ pour l'année.

En 2007, les sociétés Terasen Gas ont investi environ 185 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans des programmes d'immobilisations visant à assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement en énergie aux clients. Parmi les initiatives notables, figurent la remise à neuf, à l'aide de conduits souterrains plus sécuritaires, de 95 kilomètres de pipelines affectés à la distribution du gaz naturel et de 7 100 services résidentiels

dans cinq quartiers de Vancouver. Un pipeline de gaz naturel de 50 kilomètres (« km ») partant de Squamish pour desservir Whistler a également été mis en chantier. Une fois les travaux achevés, le réseau de distribution de gaz propane de Whistler passera au gaz naturel. En novembre, l'approbation réglementaire conditionnelle a été accordée pour la construction et l'exploitation d'une installation de stockage de gaz naturel liquéfié d'une capacité de 1,5 milliard de pieds cubes à Mount Hayes, sur l'île de Vancouver. La nouvelle installation de stockage, dont le coût est estimé à entre 175 millions \$ et 200 millions \$, permettra une utilisation plus efficace des systèmes de pipelines existants et améliorera la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement pendant les interruptions planifiées ou non planifiées du réseau ou pendant les périodes de forte demande. La mise en service de l'installation est prévue pour la fin de 2011.

TGI a obtenu une approbation réglementaire pour l'installation de compteurs d'énergie thermique, une nouvelle technologie de comptage hydrothermique qui incitera aux économies d'énergie dans les complexes résidentiels. Cette technologie offre en outre des possibilités de croissance à long terme pour la société de services publics grâce à une augmentation de sa part de marché dans le secteur résidentiel en pleine croissance de la Colombie-Britannique.

Les sociétés Terasen Gas continuent de mettre l'accent sur des initiatives de préservation de l'environnement et sur la sécurité, entre autres en faisant des progrès dans le respect des exigences de réduction des émissions. Le groupe Transport a atteint un cap important en célébrant 33 années sans blessure ayant occasionné une perte de temps de travail. Au début de l'exercice, un plan d'urgence régional en cas d'inondation a été établi afin de faire face aux risques d'inondations printanières par suite d'un niveau record d'enneigement. La société a aidé, conjointement avec les gouvernements provinciaux et locaux, à la protection de son réseau de gaz naturel sur le plan de la sécurité publique.

Une nouvelle convention collective de cinq ans a été conclue avec le Syndicat canadien des employés professionnels et de bureau, section locale 378. Cette convention s'ajoute à la convention collective de cinq ans conclue en 2006 avec la Fraternité internationale des ouvriers en électricité, section locale 213.

À titre de chef de file et d'innovateur, Terasen est en bonne position pour contribuer à l'avenir énergétique de la Colombie-Britannique.



Les sociétés Terasen Gas possèdent et exploitent plus de 45 000 kilomètres de pipelines affectés à la distribution et au transport de gaz naturel.



FortisAlberta

ACTIVITÉS D'ÉLECTRICITÉ RÉGLEMENTÉES

FortisAlberta est une entreprise de services publics d'électricité, qui distribue de l'électricité produite par d'autres à des utilisateurs finaux sur le marché du sud et du centre de l'Alberta. Son réseau électrique est constitué d'environ 106 000 kilomètres de lignes de distribution et représente plus de 60 % de l'ensemble du réseau de distribution électrique de l'Alberta. La société sert plus de 448 000 clients dans 175 localités en expansion et a répondu à une demande de pointe de 3 182 MW en 2007.

FortisAlberta fait affaire dans un environnement dynamique qui connaît une forte croissance et une importante demande en énergie. La qualité du service à la clientèle est essentielle au succès de l'entreprise. FortisAlberta a obtenu un taux de satisfaction de la clientèle de 76 % en 2007, correspondant à sa moyenne annuelle des trois dernières années.

Environ 285 millions \$, avant les apports de la clientèle, ont été investis en 2007 dans des projets d'immobilisations, en grande partie dans le but de répondre à une hausse de la demande. Ces projets incluent la construction d'une ligne de distribution additionnelle, au coût de 1,5 million \$, à partir de la nouvelle sous-station Blackmud dans l'objectif de satisfaire la demande dans la région de Leduc-Nisku où la charge a monté de 10 % en 2007. Une mise à niveau des installations de distribution dans la région de Fort Saskatchewan, au coût de 2,3 millions \$, a été entreprise afin de soutenir le développement d'un mégaprojet de valorisation du pétrole lourd. Environ 75 millions \$ ont été investis dans des projets visant la mise à niveau de conducteurs et le remplacement de poteaux, de commutateurs et de régulateurs. De nouvelles lignes de distribution ont été construites dans les régions de Canmore et d'Olds afin de prévoir des lignes de substitution et d'améliorer la fiabilité du réseau compte tenu de l'accroissement de la demande dans ces régions au cours des dernières années. Les travaux se sont poursuivis pour l'installation d'équipements de distribution automatisée à Airdrie, Banff, Leduc et St. Albert, ce qui réduira les déplacements ainsi que la durée des patrouilles nécessaires pour repérer les anomalies sur les lignes, en plus d'accélérer la remise en service du réseau électrique.

FortisAlberta a travaillé en lien étroit avec le fournisseur des services de transport et l'Alberta Electric System Operator à l'augmentation de la capacité des sous-stations et à l'amélioration de la fiabilité du réseau à Olds, Innisfail, Suffield, Red Deer et Acheson. En 2007, la société a mis en route trois nouvelles installations situées à St. Albert, Brooks et Sylvan Lake. Au coût de 29 millions \$, les travaux de construction se poursuivent à Airdrie, où FortisAlberta prévoit ouvrir en 2008 une nouvelle installation de distribution et de service à la clientèle.



FortisAlberta sert plus de 448 000 clients et a répondu à une demande de pointe de 3 182 MW en 2007.



Dirigeants de FortisAlberta (g-d) : Daniel Pigeon, vice-président, Finances et directeur des finances; Karl Smith, président-directeur général; Gary Smith, vice-président, Exploitation et ingénierie; Cynthia Johnston, vice-présidente, Service à la clientèle; Alan Skiffington, vice-président, Services généraux et directeur de l'information.

Un programme pilote d'installation de l'infrastructure de comptage automatisé dans plus de 26 000 sites de clients a été couronné de succès en 2007. Cette technologie améliore l'exactitude de la facturation, réduit les demandes de renseignements au sujet des factures et renforce le service à la clientèle. L'infrastructure de comptage automatisé sera installée chez tous les clients d'ici la fin de 2010.

Étant donné la rareté de la main-d'œuvre en Alberta, FortisAlberta continue de faire des efforts en vue d'attirer, de perfectionner et de retenir du personnel qualifié. Plus de 330 postes à pourvoir cette année ont été comblés par des employés existants et par des recrues.

Grâce à des pratiques de travail sécuritaires, la société a une fiche de sécurité généralement supérieure à la moyenne canadienne des entreprises de services publics de taille comparable exerçant dans le même secteur d'activité. En partenariat avec d'autres services publics de l'Alberta et avec le gouvernement de la province, FortisAlberta a dirigé un programme coopératif de sensibilisation aux dangers des lignes à haute tension. Trente bureaux ont été félicités pour leur grand nombre d'années sans incident ayant occasionné une perte de temps de travail. Neuf bureaux n'ont pas eu d'incident ayant occasionné une perte de temps de travail depuis au moins sept ans.



FortisBC est une société intégrée qui assure des services publics d'électricité dans l'intérieur méridional de la Colombie-Britannique et sert directement ou indirectement environ 154 000 clients. Ses actifs comprennent 6 900 kilomètres de lignes de transport et de distribution ainsi que quatre centrales hydroélectriques réglementées d'une capacité combinée de 223 MW sur la rivière Kootenay. L'admissibilité énergétique annuelle brute des centrales est d'environ 1 591 GWh. La société gère également 784 MW de production hydroélectrique en vertu de contrats de services. Elle produit environ 45 % de ses besoins en électricité et comble le reste de ses besoins par des contrats d'achat d'électricité. En 2007, elle a répondu à une demande de pointe de 683 MW.

FortisBC a atteint globalement un taux de satisfaction de la clientèle moyen de 86 % en 2007, soit une remarquable amélioration par rapport au taux moyen de 71 % relevé trois ans plus tôt. Le personnel du centre d'appels a offert un temps de réponse moyen de 33,2 secondes et réduit le nombre d'appels entrants de près de 10 % par rapport à l'année précédente. La société a traité 466 demandes de nouveaux services résidentiels, et 2 227 nouveaux raccordements ont été effectués en 2007. Après consultation des clients, une facture améliorée a été conçue et instaurée.

Dans le but de créer des occasions de diffuser de l'information et d'établir des relations de collaboration à long terme, FortisBC a adopté un modèle « portes ouvertes » et a mis en place des stratégies de communication proactive et en temps opportun sur ses projets d'immobilisations. Des consultations ont permis de sonder le public, les parties intéressées et les communautés des Premières nations sur cinq projets d'infrastructure de grande envergure.

En 2007, FortisBC a fait des investissements records de 147 millions \$, avant les apports de la clientèle, pour répondre à la hausse constante de la demande d'énergie et pour remplacer l'infrastructure vieillissante. Le nombre des mises à niveau effectuées sur le réseau de transport a atteint un sommet cette année. La nouvelle sous-station de distribution Nk'Mip ainsi que la ligne de transport de 18 km qui lui est rattachée ont été construites, au coût de 20 millions \$, afin d'offrir une source d'approvisionnement additionnelle dans la région en croissance d'Osoyoos. L'aménagement de la nouvelle ligne de transport de 23 km allant jusqu'à Big White, première phase du projet Big White qui coûtera 20 millions \$, a été achevé et le projet de sous-station Kettle Valley dans la région de Rock Creek, estimé à 27 millions \$, a été mis en chantier. En 2007, environ 20 millions \$ ont été investis par le service public dans son programme en cours de modernisation et de prolongation de la vie de ses centrales hydroélectriques.



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



En 2007, FortisBC a fait des investissements records de 147 millions \$, avant les apports de la clientèle, pour répondre à la hausse constante de la demande d'énergie et pour remplacer l'infrastructure vieillissante.

Le programme vise la réfection des centrales et des systèmes auxiliaires de façon à prolonger la vie des actifs d'environ 40 ans.

FortisBC continue de mener une campagne de sensibilisation à la sécurité, en partenariat avec d'autres entreprises de services publics de la Colombie-Britannique et des organismes de sécurité. Le service de la production est resté plus de 365 jours sans incident occasionnant une perte de temps de travail.

FortisBC veille à la protection de l'environnement grâce à des partenariats avec la South Okanagan-Similkameen Invasive Plant Society, le Boundary Weed Management Committee et le Central Kootenay Invasive Plant Committee. La société collabore également avec des groupes représentant divers organismes qui se consacrent à la protection du milieu aquatique.

En novembre 2007, le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé la nomination de John Walker, président-directeur général de FortisBC, comme membre d'une nouvelle équipe appelée Climate Action Team. L'équipe est chargée de recommander à la province des mesures qui lui permettront de respecter son engagement de devenir neutre en carbone d'ici 2010.



Newfoundland Power

ACTIVITÉS D'ÉLECTRICITÉ RÉGLEMENTÉES

Newfoundland Power exploite à Terre-Neuve un réseau intégré de production, de transport et de distribution d'électricité. La société sert environ 232 000 clients, soit 85 % des consommateurs d'électricité de la province. La société possède et exploite 29 petites centrales d'une capacité de production installée d'environ 139 MW, dont une tranche de 96 MW est d'origine hydroélectrique, et compte environ 11 000 kilomètres de lignes de transport et de distribution. Newfoundland Power a répondu à une demande de pointe de 1 142 MW en 2007. Environ 90 % de son approvisionnement énergétique est acheté auprès de Newfoundland and Labrador Hydro Corporation (« Newfoundland Hydro »).

En 2007, plus de 59 % du total de 72 millions \$ investi dans des projets d'immobilisations, avant les apports de la clientèle, ont été affectés au remplacement de centrales et de matériel pour améliorer la fiabilité du réseau pour les clients. Le reste des investissements sont dus à l'activité de construction commerciale et résidentielle, à la croissance dans certaines régions de villégiature, et à la hausse du remplacement d'installations pour permettre aux sociétés de télécommunications de la province de mettre en place leurs câbles à fibre optique.

La remise en état de la centrale hydroélectrique de Rattling Brook au coût de 17 millions \$, le projet d'immobilisations le plus ambitieux jamais entrepris par la société, a été achevée en 2007. La remise en état portera la capacité de production de la centrale à 14,1 MW et devrait accroître la production d'électricité de 9 %. La centrale a réduit sa consommation d'environ 129 000 barils de pétrole annuellement, ce qui réduira l'incidence des coûts du carburant sur les tarifs d'électricité, et sera salutaire à l'environnement.

Des investissements stratégiques et l'engagement sans compromis des employés envers le service à la clientèle ont rendu possible la livraison d'électricité aux clients 99,93 % du temps en 2007, et ce, en dépit d'une forte tempête de neige en décembre qui a causé des dommages majeurs au réseau et touché plus de 20 000 clients dans les régions de Clarenville et Bonavista.

Malgré une hausse des prix de l'énergie, Newfoundland Power a obtenu un taux de satisfaction de la clientèle de 88 % en 2007, comparativement à 89 % l'année précédente. Un sondage indépendant mené en 2007 a classé la société au sommet des services publics canadiens de taille comparable pour ce qui est de la satisfaction des clients résidentiels.



La remise en état de la centrale hydroélectrique de Rattling Brook au coût de 17 millions \$, le plus ambitieux projet d'immobilisations jamais entrepris par la société, a été achevée en 2007.



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

Offrir des services et des programmes d'efficacité énergétique continue de faire partie des objectifs de la société. Le nombre de clients qui ont demandé de l'information sur l'efficacité énergétique a augmenté de 55 % et les visites de la clientèle à l'espace *Saving Energy* du site Web se sont accrues de 76 % depuis 2006.

Une stratégie d'emploi à long terme a été instaurée pour répondre aux besoins futurs de la société en matière de recrutement. La société a participé à un programme de formation d'apprentis ainsi qu'à des salons de l'emploi dans des écoles secondaires et postsecondaires. En 2007, 20 apprentis monteurs de lignes étaient en formation, un record pour la société depuis le début des années 1970.

En 2007, Newfoundland Power a atteint sa meilleure performance de tous les temps en matière de sécurité. Le système OHSAS (Health and Safety Management System) 18001, reconnu internationalement, a été instauré pour améliorer la performance en matière de sécurité.

La société a remporté le prix Environmental Performance Award décerné par la Newfoundland and Labrador Environment Industry Association et a reçu également un prix d'excellence (Business Award of Excellence) dans la catégorie « Contributions to the Community and Community Service » remis par le St. John's Board of Trade.

Maritime Electric est le principal fournisseur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.). La société sert environ 72 000 clients, ou 90 % des consommateurs d'électricité de la province, et elle a répondu à une demande de pointe de 218 MW en 2007. La société possède et exploite un réseau intégré qui assure des services de production, de transport et de distribution d'électricité à la grandeur de la province, grâce à plus de 5 200 kilomètres de lignes de transport et de distribution. Maritime Electric exploite sur l'île des centrales à Charlottetown et à Borden-Carleton d'une capacité totale combinée de 150 MW. Le réseau électrique est branché au réseau électrique continental grâce à deux câbles sous-marins qui traversent le détroit de Northumberland.

En 2007, la société a acheté plus de 87 % de l'énergie nécessaire pour servir 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 en vertu d'ententes qui couvrent la durée de vie de ces centrales. À compter du 1^{er} avril 2008, la centrale Pointe Lepreau fera l'objet d'une remise à neuf de 18 mois qui prolongera sa durée de vie de 25 ans, et qui amènera une meilleure stabilité de l'approvisionnement énergétique à long terme. 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 d'énergie au moyen de ses propres centrales ou de centrales éoliennes sur l'île.

En 2007, la société a investi environ 27 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans l'amélioration de la fiabilité du réseau et du service à la clientèle. La construction d'une ligne de transport de 69 kilovolts (« kV ») ayant coûté 2,5 millions \$ a été achevée. Cette ligne livre de l'énergie de source éolienne en provenance d'une centrale commerciale dans l'ouest de l'Î.-P.-É au réseau nord-américain. Maritime Electric est favorable à la mise en valeur des ressources éoliennes de l'Î.-P.-É et à leur intégration dans la stratégie globale d'approvisionnement énergétique, en temps utile et de façon cohérente. La société a émis une Demande d'expression d'intérêt portant sur les projets d'aménagement de parcs éoliens, pour s'assurer que son processus de planification du développement des réseaux tienne compte de la filière éolienne dans l'approvisionnement énergétique à long terme de l'Î.-P.-É.

En septembre 2007, Maritime Electric a obtenu 30 MW de capacité de transport supplémentaire sur l'International Power Line, une deuxième ligne de transport entre le Nouveau-Brunswick et le Maine. Cette ligne accroîtra le débit d'importation et d'exportation avec la Nouvelle-Angleterre, et devrait augmenter les choix de sources d'approvisionnement énergétique.



En 2007, Maritime Electric a investi environ 27 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans l'amélioration de la fiabilité du réseau et du service à la clientèle.



Dirigeants 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 a atteint un taux de satisfaction de la clientèle de 73,3 % en 2007, en comparaison de 79,5 % en 2006. Un nombre considérable d'interruptions de service sont survenues en 2007 à cause de conditions météorologiques exceptionnelles, notamment des éclairs violents, l'ouragan Noël et une forte tempête de verglas.

Une vérification externe du système de gestion de la sécurité de la société a fait ressortir plusieurs réalisations depuis l'achèvement de la vérification précédente, plus particulièrement les nombreuses mesures prises par Maritime Electric pour concrétiser son engagement envers la sécurité. La mise en œuvre d'un système de gestion de la sécurité au travail destiné à gérer la sécurité et documenter les politiques, les procédures et les programmes a été déterminante pour l'amélioration du niveau de sécurité. La mise au point d'un nouveau système d'affectation des véhicules et des équipes facilite le respect des exigences de la loi sur la protection des ouvriers travaillant seuls.



FortisOntario

ACTIVITÉS D'ÉLECTRICITÉ RÉGLEMENTÉES

FortisOntario est une société de services d'électricité intégrée qui possède et exploite Canadian Niagara Power et Cornwall Electric. Elle sert environ 52 000 clients en Ontario, principalement à Fort Erie, Port Colborne, Cornwall et Gananoque. FortisOntario possède des actifs de transport réglementés 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. Elle compte plus de 1 360 kilomètres de lignes de transport et de distribution et a répondu à une demande de pointe combinée de 234 MW en 2007. FortisOntario possède 10 % de Westario Power Holdings Inc. et de Rideau St. Lawrence Holdings Inc., deux sociétés régionales de distribution d'électricité servant plus de 27 000 clients. La société achète son électricité à l'Independent Electricity System Operator de l'Ontario, sauf dans le cas de Cornwall Electric qui s'approvisionne auprès d'Hydro-Québec.

En 2007, FortisOntario a investi 11 millions \$ dans ses immobilisations, avant les apports de la clientèle, pour brancher de nouveaux clients et mettre à niveau ses actifs de transport et de distribution afin d'offrir un réseau encore plus fiable et sûr. Au cours de l'exercice, les travaux de conversion du réseau de Fort Erie se sont poursuivis dans le but d'en faire passer la puissance de 4,8 kV à 8,3 kV. Le programme d'agrandissement du système de surveillance et d'acquisition des données de Port Colborne a progressé; ce programme vise à améliorer la surveillance et le contrôle à distance des sous-stations. Une nouvelle sous-station de 1,4 million \$ mise en service à Gananoque a permis d'offrir un service plus fiable et plus sécurisé à la collectivité. Par ailleurs, la modernisation d'un centre de service à Gananoque a entraîné une meilleure efficacité des opérations pour le personnel sur le terrain. Les programmes d'immobilisations de Cornwall ont priorisé le branchement de nouveaux clients, ainsi que le renouvellement planifié des lignes axé sur le remplacement des installations vétustes et l'amélioration de la sécurité du réseau. Les principaux travaux d'immobilisations ont compris la relocalisation d'une ligne de transport de 115 kV et le remplacement de vieilles unités de commutation souterraines des stations de distribution.



Une nouvelle sous-station de 1,4 million \$ mise en service à Gananoque en 2007 a permis d'offrir un service plus fiable et plus sécurisé à la collectivité.

Comme en 2006, FortisOntario a atteint en 2007 un taux de satisfaction de la clientèle de 83 %. Les clients continuent de donner la priorité à la livraison fiable et sûre de l'électricité et à la qualité du service dans des proportions respectives de 90 % et 85 %. La société a encore surpassé les normes de rendement instaurées par la Commission de l'énergie de l'Ontario relativement aux délais de réaction, aux branchements au service et aux statistiques de réponse aux appels téléphoniques.

En 2007, FortisOntario a lancé, en collaboration avec l'Office de l'énergie de l'Ontario, quatre programmes de conservation de l'électricité et de gestion de la demande. Le Programme d'économies pendant l'été a encouragé les clients à réduire leur consommation d'électricité de 10 % en juillet et en août, contre un crédit de 10 %. Plus de 30 % des consommateurs admissibles ont atteint le taux de réduction visé.

FortisOntario a respecté, voire surpassé la totalité de ses indicateurs de rendement clés en matière de santé, de sécurité et d'environnement pour 2007, y compris aucune blessure occasionnant une perte de temps de travail pour tous les lieux de travail. L'Electrical & Utilities Safety Association of Ontario a décerné le prix argent pour la sécurité à FortisOntario, à Cornwall Electric et à Canadian Niagara Power, soulignant ainsi leur réussite à mettre en œuvre un système de gestion de la santé et de la sécurité durable.



Dirigeants 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.



Belize Electricity

ACTIVITÉS D'ÉLECTRICITÉ RÉGLEMENTÉES

Belize Electricity est le principal distributeur d'électricité du Belize, en Amérique centrale. Servant autour de 73 000 clients, la société a répondu à une demande de pointe de 70 MW en 2007 grâce à un approvisionnement énergétique diversifié comprenant l'achat d'électricité auprès de BECOL, de la Comisión Federal de Electricidad (société d'électricité appartenant au gouvernement mexicain) et d'Hydro Maya Limited, et sa propre production provenant d'une centrale alimentée au diesel et de turbines 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. Belize Electricity a une capacité de production installée d'environ 36 MW et quelque 2 740 kilomètres de lignes de transport et de distribution. Fortis possède une participation majoritaire de 70,1 % dans Belize Electricity.

Soucieuse d'offrir des sources d'énergie à des tarifs concurrentiels, la société a réussi à stabiliser les tarifs d'électricité, malgré la hausse sans précédent des prix du pétrole. L'hydroélectricité a comblé environ 40 % de la demande de pointe d'énergie du pays, demande qui a augmenté de quelque 5 % en 2007.

En 2007, les dépenses en immobilisations effectuées pour agrandir et améliorer le réseau électrique ont dépassé 23,5 millions \$ US, avant les apports de la clientèle. Près de 95 kilomètres de lignes de distribution ont été installées dans le pays, incluant les premières lignes d'alimentation à être installées dans plusieurs collectivités rurales dans le cadre du projet d'électrification des régions rurales Power III, initiative conjointe de Belize Electricity et du gouvernement du Belize. Depuis la mise sur pied du projet en 1999, environ 15 millions \$ US ont été investis pour diverses initiatives, et plus de 11 000 clients ont été branchés pour la première fois. Des projets d'immobilisations ont également compris le branchement de nouveaux complexes touristiques dans les célèbres destinations touristiques que sont San Pedro et Placencia ainsi qu'une mégaferme à crevettes dans le sud du Belize, de même que le remplacement des réseaux de distribution vétustes dans le district de Belize.

Au cours de 2007, plus de 7 000 compteurs électroniques ont été installés pour remplacer les équipements vieillissants. Des améliorations ont été apportées aux programmes de correction des factures et de scellage des compteurs. Et les inspections des compteurs ont continué à l'échelle du pays.



Belize Electricity a obtenu un taux de satisfaction de la clientèle de 84 % en 2007.



Dirigeants de Belize Electricity (g-d) : Joseph Sukhnandan, vice-président, Ingénierie et approvisionnement énergétique; Juliet Estell, directrice, Services généraux et secrétaire générale; Lynn Young, président-directeur général; Rene Blanco, vice-président, Finances et directeur des finances; Felix Murrin, vice-président, Service à la clientèle et Exploitation (en date du 29 octobre 2007, M. Curtis Eck est devenu vice-président, Service à la clientèle et Exploitation par suite du départ à la retraite de M. Murrin).

Belize Electricity a obtenu un taux de satisfaction de la clientèle de 84 % en 2007. Au cours de l'exercice, une importante initiative a été lancée au chapitre du service à la clientèle, à savoir l'installation d'un distributeur d'appels automatisé et d'un système de réponse vocale interactif. Ce système permet aux appelants d'obtenir de l'information automatisée, notamment sur les délais de rétablissement du service, l'échéance des factures et les soldes de comptes. La rénovation complète du bureau de service à la clientèle de Punta Gorda, ville située à l'extrême sud du pays, a également été achevée au cours de l'exercice.

La formation sur la sécurité demeure au cœur des activités quotidiennes. En août 2007, la société a mis en place un nouveau guide d'installation de service conforme au *National Electric Code* utilisé en Amérique du Nord. Grâce à la formation offerte par FortisAlberta, Belize Electricity offre maintenant de la formation interne sur les méthodes de travail, y compris les techniques de maintenance des lignes sous tension avec des perches isolantes et des gants en caoutchouc, ce qui aide à améliorer la fiabilité du réseau.

La société continue à faire des progrès considérables en vue de se conformer aux normes ISO 14001 d'ici 2009. Le système de gestion de l'environnement est à présent en place dans toutes les zones à risque élevé et le déploiement du système dans les zones à faible risque va bon train.



Caribbean Utilities

ACTIVITÉS D'ÉLECTRICITÉ RÉGLEMENTÉES

Caribbean Utilities produit, transporte et distribue de l'électricité au bénéfice de plus de 23 000 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. La société de services publics possède et exploite environ 550 kilomètres de lignes de transport et de distribution, ainsi que 22 kilomètres de câbles sous-marins à haute tension. Son réseau électrique a une capacité de production installée d'environ 137 MW et a répondu à une demande de pointe record d'environ 93 MW en août 2007.

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. En novembre 2006, Fortis est devenue l'actionnaire détenant le contrôle de la société en portant sa participation dans Caribbean Utilities à environ 54 %.

Caribbean Utilities a obtenu un taux de satisfaction de la clientèle de 84 % en 2007. Les initiatives d'amélioration du service à la clientèle entreprises en cours d'année comprennent la publicité sur les options de paiement externe, comme les prélèvements automatiques, la mise en place de *Telelink*, système automatisé de service à la clientèle à reconnaissance de la voix, la poursuite de l'installation de nouveaux compteurs automatisés et la promotion du programme *Energy Smart* qui aide les clients à économiser l'énergie. Dans le cadre des activités du programme *Energy Smart*, Caribbean Utilities offre, entre autres, à tous les clients de dresser gratuitement le bilan énergétique de leur résidence et de leur commerce.

La fiabilité du réseau s'établissait à 99,95 % en date du 31 octobre 2007. Pour l'exercice terminé le 30 avril 2007, les dépenses en immobilisations ont totalisé 36 millions \$ US, avant les apports de la clientèle. Parmi les principaux projets d'immobilisations figurent la mise en service en juin 2007, au coût de 22 millions \$ US, de l'unité de production alimentée au diesel de 16 MW et du matériel auxiliaire, ainsi que des projets de transport et de distribution qui permettront d'accroître encore la fiabilité du réseau. Entre autres projets liés à la technologie de l'information, il y a eu la conception de plans de continuité des activités pour plusieurs services de même que l'élaboration d'un plan de continuité des activités et de gestion de crise à l'échelle de la société.

Le système de gestion environnementale de Caribbean Utilities a de nouveau reçu la certification ISO 14001-2004 à l'égard de ses systèmes de production et de ses réseaux de transport et de distribution d'électricité. La société est la seule à avoir reçu cette certification aux îles Caïmans. Les mesures de gestion environnementale instaurées comprennent la planification continue de la préparation en cas d'urgence, un programme de formation continue pour les employés et l'élaboration de normes rigoureuses en matière d'environnement et de conception des structures.



Caribbean Utilities possède et exploite environ 550 kilomètres de lignes de transport et de distribution, ainsi que 22 kilomètres de câbles sous-marins à haute tension.

En 2007, Caribbean Utilities a donné plus de 11 000 heures de formation à ses 193 employés, dont plus de 90 % sont des Caïmanais. Ainsi, divers groupes d'employés ont suivi des cours de technologie de l'information et un programme d'apprentissage accrédité reconnu à l'échelle internationale a été adopté pour le personnel de la division Production et Transport.

Les pratiques de sécurité protégeant les employés et le public demeurent une priorité. Les mesures instaurées cette année comprennent les programmes de sécurité à l'intention des entrepreneurs, une révision des procédures de contrôle de l'énergie, des séances de formation accréditées par l'Occupational Safety and Health Administration et des réunions mensuelles traitant de la santé et de la sécurité.

La société continue de maintenir sa certification *Investors in People*, obtenue au début de 2006. Cette norme reconnue dans le monde entier aligne les stratégies en matière de ressources humaines avec les objectifs d'affaires de la société. Les mesures de perfectionnement des employés se poursuivront tout au long de 2008, puisque la société tient à demeurer un employeur de choix dans le pays.



Dirigeants de Caribbean Utilities (g-d) : Douglas Murray, secrétaire général; Letitia Lawrence, vice-présidente, Finances et directrice des finances; Richard Hew, président-directeur général; Andrew Small, vice-président, Transport et distribution; David Watler, vice-président, Production.

Fortis Turks and Caicos

ACTIVITÉS D'ÉLECTRICITÉ RÉGLEMENTÉES

Fortis Turks and Caicos sert plus de 8 700 clients, ou 85 % des clients d'électricité des îles Turks et Caicos. Elle détient 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'une licence de 50 ans qui expire en 2037. Elle détient et exploite également une centrale indépendante et un réseau de distribution dans South Caicos, et elle est le seul fournisseur d'électricité pour cette île en vertu d'une licence de 50 ans qui expire en 2036. La société a une capacité de production combinée alimentée au diesel de 48 MW, et a répondu à une demande combinée de pointe de 28 MW en 2007. Fortis Turks and Caicos détient et exploite 325 kilomètres de lignes de transport et de distribution.

L'intégration de Fortis Turks and Caicos au sein du groupe Fortis a été une priorité depuis son acquisition en août 2006. En juillet 2007, M. Eddinton Powell, ancien vice-président, Finances et directeur des finances de Caribbean Utilities, a pris les rênes de Fortis Turks and Caicos à titre de président-directeur général. Sous sa direction, les dirigeants s'emploient constamment à satisfaire les besoins grandissants de la clientèle.

En 2007, la clientèle de la société s'est accrue de 13 %, du fait en grande partie de la forte croissance économique du pays. D'après la conjoncture actuelle des îles Turks et Caicos, la société prévoit que la demande d'énergie grimpera de 18 % à 25 % par année au cours des prochaines années. La croissance robuste de la demande d'énergie provient du tourisme et de la construction de nombreux condominiums et hôtels. À titre d'exemple, un grand hôtel client de la société investit 68 millions \$ US pour porter le nombre de ses chambres à plus de 600.

Fortis Turks and Caicos a consacré 24 millions \$ US, avant les apports de la clientèle, aux dépenses en immobilisations en 2007 pour répondre à la croissance de la demande d'énergie actuelle et prévue attribuable à l'accroissement rapide de la clientèle. En 2007, deux unités de production alimentées au diesel d'une capacité de production combinée de 7 MW ont été mises en service. Quatre unités supplémentaires d'une capacité de production combinée de 13 MW ont été acquises au cours de l'exercice et seront installées en 2008 et 2009. La croissance rapide de la charge a rendu nécessaire l'agrandissement des sous-stations de Richmond Hill et de Grace Bay. Cette dernière, mise en service l'an dernier, a déjà atteint sa capacité installée, et d'importants travaux y ont été effectués afin d'en doubler la capacité d'ici la fin 2008.



Fortis Turks and Caicos a une capacité de production combinée alimentée au diesel de 48 MW, et a répondu à une demande combinée de pointe de 28 MW en 2007.



Dirigeants de Fortis Turks and Caicos (g-d) : Robert Hamill, vice-président, Finances et directeur des finances; Brian Walsh, vice-président, Exploitation; Eddinton Powell, président-directeur général; Allan Robinson, vice-président, Services à la clientèle et services généraux; Ernest Jackson, vice-président, Production et ingénierie.

Au cours de 2007, Fortis Turks and Caicos a conçu et mis en œuvre des programmes destinés à améliorer le service à la clientèle. Ainsi, un nouveau centre de service à la clientèle a été ouvert en décembre. De plus, la société a installé un nouveau système automatisé qui rendra le processus de lecture de compteurs beaucoup plus efficace. Aussi pour améliorer les relations avec la clientèle, la direction veille à établir des relations de travail solides avec ses partenaires locaux.

La sécurité et le perfectionnement du personnel demeurent des priorités fonctionnelles cruciales pour Fortis Turks and Caicos. Au cours de 2007, les membres du personnel qui occupent des postes à haut risque ont suivi des séances de formation en matière de sécurité, et les techniciens de compteurs, les opérateurs de la salle de commande, les apprentis techniciens de lignes, le personnel de service d'ingénierie, les agents de service à la clientèle et le personnel des systèmes informatiques ont suivi des cours spécialisés pour leurs postes.

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 détient 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 167 GWh en 2007, en légère baisse sur l'an dernier en raison des pluies moins abondantes. La production a toutefois été plus forte que prévu selon le volume de pluie moyen historique. BECOL vend la totalité de sa production à Belize Electricity en vertu d'un contrat d'achat d'électricité de 50 ans.

En mai 2007, la construction, au coût de 53 millions \$ US, de la centrale hydroélectrique Vaca d'une capacité de 18 MW a commencé à environ cinq kilomètres en aval de Mollejon sur la rivière Macal, au Belize. La centrale Vaca est la troisième et dernière étape du plan de harnachement hydroélectrique de la rivière Macal. La centrale électrique au fil de l'eau entraînera une hausse de la production d'électricité annuelle moyenne de la rivière Macal d'environ 80 GWh pour atteindre 240 GWh. Belize Electricity vendra à BECOL l'électricité produite à la centrale Vaca en vertu d'un

contrat d'achat d'électricité de 50 ans prenant effet à la fin de 2009.



En mai 2007, la construction, au coût de 53 millions \$ US, de la centrale hydroélectrique Vaca d'une capacité de 18 MW a commencé à environ cinq kilomètres en aval de Mollejon sur la rivière Macal, au Belize.

En Ontario, les activités non réglementées comprennent un droit sur l'eau de 75 MW lié à la centrale hydroélectrique Rankine située à Niagara Falls, 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 le centre de Terre-Neuve, Fortis Generation a une participation de 51 % dans la société en commandite Exploits River Hydro Partnership (« société Exploits ») avec Compagnie Abitibi-Consolidated du Canada (« Abitibi-Consolidated »). Constituée en 2001, la société Exploits est entrée en exploitation en 2003 après un ajout de puissance aux deux centrales hydroélectriques d'Abitibi-Consolidated au centre de Terre-Neuve. Abitibi-Consolidated continue d'utiliser la production annuelle historique, alors que l'énergie tirée de la capacité additionnelle rattachée au projet 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 de 137 GWh en 2007.

En Colombie-Britannique, l'actif de production non réglementée est constitué de 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 renouvelables.

ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

Fortis Properties détient et exploite 19 hôtels, offrant plus de 3 500 chambres, dans huit provinces canadiennes, et environ 2,8 millions de pieds carrés d'espace de bureaux d'affaires et de commerce de détail qui se trouvent surtout dans les provinces atlantiques du Canada. La société, filiale en propriété exclusive de Fortis, est le principal véhicule de diversification et de croissance hors du secteur des services publics.

En août 2007, Fortis Properties a étendu ses activités à une huitième province canadienne en se portant acquéreur du Delta Regina en Saskatchewan. Le complexe comprend 274 chambres d'hôtel, le Saskatchewan Trade and Convention Centre, des espaces de bureaux de catégorie A de 52 000 pieds carrés et un stationnement intérieur. L'hôtel permet de solidifier le portefeuille hôtelier de la société tout en accentuant sa présence dans l'ouest du Canada.

Le taux de satisfaction de la clientèle de la division hôtelière s'est encore amélioré en 2007. Le Delta St. John's Hotel and Conference Centre a reçu de Delta Hôtels les distinctions Meilleur de sa catégorie, Satisfaction de la clientèle et Meilleure amélioration de la satisfaction des clients, qui soulignent l'excellence du personnel en matière de service à la clientèle. En outre, le Delta St. John's et le Delta Brunswick se sont classés parmi les trois hôtels en lice pour la distinction Hôtel franchisé de l'année. Le revenu par chambre disponible a augmenté pour la 12^e année de suite, atteignant 79,31 \$. Cette augmentation est principalement attribuable à l'acquisition de quatre hôtels dans l'ouest du Canada en novembre 2006, et de celle du Delta Regina.

Les propriétés de la division immobilière sont louées à des locataires de grande qualité en vertu de baux à long terme. Le taux d'occupation à la fin de l'exercice était de 96,8 %, surpassant le taux national de 93,8 %.

La Building Owners and Managers Association (« BOMA ») Atlantic a décerné au Centre Croix Bleue de Moncton, au Nouveau-Brunswick, le prix Gestion de l'environnement. Ce prix souligne les efforts déployés par le complexe pour limiter son impact sur l'environnement par la conception éconergétique de l'immeuble, son suivi de la consommation d'électricité et d'eau et des mesures de recyclage.

Depuis novembre 2007, le Delta Sydney, en Nouvelle-Écosse, arbore un nouveau revêtement extérieur. L'investissement de 2 millions \$ a permis de régler des problèmes d'infrastructure du bâtiment et de moderniser l'image de la propriété afin d'en augmenter l'attrait sur le marché. Les travaux de renouvellement de l'équipement électrique, au coût de 1,4 million \$ au complexe Delta Brunswick/Brunswick Square ont commencé, afin d'améliorer l'infrastructure du bâtiment et de continuer à assurer le confort des clients et des locataires.



Dirigeants de Fortis Properties (g-d) : Neal Jackman, vice-président, Finances et directeur des finances; Nora Duke, présidente-directrice générale; Wayne Myers, vice-président, Immobilier.



Fortis Properties détient et exploite 19 hôtels, offrant plus de 3 500 chambres, dans huit provinces canadiennes.

Un programme de santé et de sécurité a été instauré en 2007 à l'échelle de la société. Il met en place des mesures clés comme la communication et le leadership en matière de sécurité, la formation sur la sécurité, le signalement d'incidents, la gestion des sous-traitants et le retour au travail rapide et en toute sécurité. Des vérifications de sécurité ont déjà été effectuées pour 19 propriétés, et les autres propriétés feront l'objet d'une vérification en 2008.

Le perfectionnement du personnel s'est poursuivi avec, comme nouveautés, des affectations spéciales et des détachements provisoires dans le but d'accroître le rendement du personnel. Le programme de mentorat de la société a évolué avec une importance renouvelée accordée à la formation en leadership. Les volets portant sur le respect au travail, l'application des conventions collectives et la santé et la sécurité ont été présentés.

Notre collectivité

Notre esprit d'équipe va au-delà de nos bureaux et de nos installations; il est présent sur les terrains de football, dans les parades scolaires, se reflète dans l'aide apportée aux banques alimentaires, et brille dans les événements communautaires grâce aux bénévoles qui s'investissent pour améliorer la qualité de vie d'autres personnes au quotidien.

En 2007, le Groupe Fortis a fait des dons, en nature ou en argent, de près de 3 millions \$ au profit d'un large éventail de causes communautaires auxquelles des centaines d'employés ont participé.

Voici quelques initiatives communautaires que nous sommes fiers de soutenir :

Terasen a fait un don de 40 ordinateurs de bureau à la collectivité de la Première nation de Seabird Island. Les ordinateurs permettront de créer un réseau qui donnera à cette collectivité un accès haute vitesse sans fil et à large bande.

FortisAlberta et ses employés ont fait un don de 148 000 \$ à huit organismes Centraide de ses territoires de service en Alberta. Elle a dépassé son objectif de campagne fixé à 125 000 \$ et dépassé de plus de 40 000 \$ le don de la société pour l'année 2006.

Les employés et les bénévoles de FortisBC ont participé au 5^e relais annuel *Moving Mountains Relay*, une course de 370 km de Trail à Kelowna. Plus de 21 000 \$ ont été amassés pour financer l'achat d'un appareil d'ostéotomie de la hanche destiné à une unité de soins orthopédiques de l'hôpital des enfants de la Colombie-Britannique.



Newfoundland Power a fait une promesse de don de 350 000 \$ pour appuyer la cause *PRIORITY: The Campaign for Cancer Care* afin de financer l'achat d'un nouveau simulateur CT à quatre dimensions pour le centre anti-cancer Dr. H. Bliss Murphy Cancer Centre. L'équipement permettra à l'équipe de soins d'offrir un traitement de radiothérapie plus précis.

Maritime Electric commandite un programme annuel de bourse d'études en environnement de 5 000 \$. Les fonds servent à sensibiliser les étudiants du secondaire aux problèmes environnementaux et à leur apprendre les rudiments de la gestion durable en environnement.

FortisOntario a offert au musée de Cornwall une collection de documents, de photos et d'objets historiques qui racontent les débuts et l'évolution de l'électricité au Canada. D'une valeur estimée à plus de 230 000 \$, il s'agit du don le plus important dans l'histoire du musée.

Belize Electricity a fait une promesse de don de 10 000 \$ US sur une période de trois ans à l'équipe Belize Emergency Response Team. Il s'agit du seul organisme à but non lucratif entièrement équipé et dont les membres sont formés pour offrir des services ambulanciers au Belize.

Les employés de Caribbean Utilities ont consacré plus de 300 heures à des événements communautaires. La société a été le principal commanditaire de la ligue de football CUC Primary Football League qui compte plus de 15 écoles primaires participantes sur Grand Caïman.

Fortis Turks and Caicos a terminé en décembre son premier projet annuel de rénovation résidentielle *Home Makeover*. On est chez soi là où est notre cœur, et nos employés ont à cœur d'aider les autres à mettre la dernière main à certains travaux majeurs de réparation de toits, à installer de nouveaux luminaires et à rénover la résidence de membres de la collectivité qui sont dans le besoin.

Fortis Properties s'est associée à des groupes communautaires et au gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador pour réaliser le projet *Makin' It Work*. Des personnes au chômage ou sous-employées ont ainsi bénéficié d'une formation interne en vue d'occuper des postes en hôtellerie.

Nous remercions nos employés et nos bénévoles de nous aider à continuer dans cette voie d'avenir.

Rapport de gestion

Le 14 mars 2008

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés et les notes y afférentes figurant dans le Rapport annuel de Fortis Inc. pour l'exercice 2007. Le rapport de gestion a été préparé conformément au Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue. L'information financière présentée dans le rapport de gestion a été préparée selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR ») et elle est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Dans le rapport de gestion, Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société ») inclut des énoncés prospectifs au sens accordé par les lois sur les valeurs mobilières applicables du Canada (« énoncés prospectifs »). Les énoncés prospectifs 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 et peuvent ne pas convenir à d'autres circonstances. Tous les énoncés prospectifs sont formulés sous réserve des dispositions d'exonération des lois canadiennes sur les valeurs mobilières applicables. Les termes « anticiper », « croire », « s'attendre à », « avoir l'intention de » et autres expressions semblables ont été utilisés pour désigner les énoncés prospectifs, bien que l'ensemble des énoncés prospectifs ne comporte pas ces termes. Les énoncés prospectifs reflètent les opinions actuelles de la direction et sont fondés sur les renseignements dont dispose actuellement la direction de la Société. Les informations prospectives contenues dans le rapport de gestion portent, sans s'y restreindre, sur : le fait que la Société compte produire suffisamment de flux de trésorerie pour mettre en œuvre les programmes de dépenses en immobilisations prévus au moyen d'une combinaison d'emprunts à long terme et à court terme, de fonds produits à l'interne et de l'émission d'actions ordinaires et d'actions privilégiées; le fait que la Société n'anticipe aucune difficulté à mobiliser les capitaux nécessaires selon des modalités raisonnables; les prévisions de la société à l'égard des dépenses en capital brutes consolidées de 2008 et celles de l'ensemble des cinq prochains exercices, ainsi que des projets d'immobilisations importants de 2008, de leur coût et de leur durée jusqu'à l'achèvement; l'incidence attendue des cours du change sur le bénéfice par action ordinaire de base de 2008; et la croissance attendue des bénéfices et des dividendes découlant de son programme de dépenses en immobilisations. Les prévisions et les projections composant les informations prospectives reposent sur des hypothèses qui comprennent, sans s'y restreindre : la réception des approbations réglementaires nécessaires et des ordonnances tarifaires demandées; l'absence de perturbations de service ou de passifs environnementaux importants attribuables à un sinistre ou un bouleversement de l'environnement dû à des conditions météorologiques difficiles, d'autres phénomènes naturels ou des événements majeurs; la capacité de la Société à entretenir ses réseaux de gaz et d'électricité afin d'assurer leur rendement continu; la concurrence des prix du gaz naturel par rapport à ceux de l'électricité et d'autres sources d'énergie alternatives; la disponibilité de l'approvisionnement en gaz naturel; une conjoncture économique favorable; le niveau des taux d'intérêt; la capacité de couvrir certains risques; l'accès au capital; le maintien de couvertures d'assurance adéquates; la capacité d'obtenir des licences et des permis; le niveau des prix de l'énergie; la conservation des territoires desservis existants; les relations de travail favorables; et des ressources humaines suffisantes pour offrir un service adéquat et mettre en œuvre le programme de dépenses en immobilisations. Les informations prospectives sont assujetties à des risques, incertitudes et autres facteurs pouvant altérer considérablement les résultats réels par rapport aux résultats historiques ou aux résultats prévus selon les informations prospectives. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats ou événements s'écartent de nos prévisions actuelles comprennent, sans s'y restreindre : la réglementation; l'intégration de Terasen Inc. et la gestion des activités regroupées; les risques liés à l'exploitation et à la gestion; les prix du gaz naturel et l'approvisionnement en gaz naturel; la conjoncture économique; les conditions météorologiques et le caractère saisonnier; les taux d'intérêt; les modifications aux lois fiscales; les instruments dérivés et les couvertures; les risques liés à Terasen Gas (Vancouver Island) Inc.; les ressources en capital; l'environnement; les assurances; les licences et les permis; les prix de l'énergie et la cessation du Niagara Exchange Agreement; la perte d'un territoire desservi; les terres des Premières nations; les risques de contreparties; les relations de travail; les ressources humaines; le risque d'illiquidité. Pour des renseignements additionnels à l'égard des facteurs de risque de la Société, se reporter aux documents d'information continue de la Société déposés de temps à autre auprès des organismes de réglementation canadiens en valeurs mobilières et à la rubrique « Gestion du risque d'affaires » du rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

L'ensemble des énoncés prospectifs du rapport de gestion est visé par ces mises en garde et, à moins que la loi l'exige, la Société décline toute obligation de mettre à jour ou de réviser toute information prospective, que ce soit en raison de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement après la date du présent rapport.

Le rapport de gestion pour le quatrième trimestre de 2007 figure dans le rapport de gestion de la Société pour les trois mois et les douze mois terminés le 31 décembre 2007 daté du 7 février 2008 et déposé sur le site SEDAR au www.sedar.com à cette même date.



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

Aperçu de l'entreprise et stratégie

Fortis, la plus importante société ouverte de services de distribution de gaz et d'électricité du Canada, sert près de deux millions de consommateurs. Fortis détient notamment une entreprise de services publics réglementés de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique et des entreprises de services publics réglementés de distribution d'électricité, réparties dans cinq provinces canadiennes et trois pays des Caraïbes. Elle possède par ailleurs des actifs non réglementés de production un peu partout au Canada, au Belize et dans le nord de l'État de New York ainsi que des hôtels et des immeubles commerciaux au Canada. En 2007, les réseaux de distribution d'électricité de la Société ont répondu à une demande de pointe en électricité d'environ 5 700 mégawatts (« MW »), et son réseau de distribution de gaz a répondu à une demande de pointe quotidienne de 1 360 térajoules (« TJ »).

Fortis vise à être le 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 services publics réglementés de la Société ont pour objectif principal l'exploitation de réseaux de distribution d'électricité et de gaz solides assurant la livraison sécuritaire et fiable d'électricité et de gaz 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 des exigences d'ordre réglementaire, en fonction de la nature des actifs. Les secteurs isolables de la Société sont les suivants : i) Services publics réglementés de gaz au Canada; ii) Services publics réglementés d'électricité au Canada; iii) Services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes; iv) Services non réglementés – Fortis Generation; v) Services non réglementés – Fortis Properties; et vi) Siège social et autres. 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. Les actifs de production non réglementée de la Société sont en exploitation dans trois pays et ont 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 installations de production non réglementée de la Société sont détenues ou gérées par Fortis Properties pour assurer des pratiques d'exploitation uniformes, pour tirer profit de l'expertise dans tous les territoires et pour 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 pour les actionnaires.

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 résultats financiers et est redevable 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

Le résumé qui suit présente la participation, par service public, de la Société dans les entreprises de services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité au Canada et dans les Caraïbes :

Services publics réglementés de gaz au Canada

Les sociétés Terasen Gas : Formées de Terasen Gas Inc. (« TGI »), Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. (« TGVI ») et de Terasen Gas (Whistler) Inc. (« TGWI »), que Fortis a acquises dans le cadre de l'acquisition de Terasen Inc. (« Terasen ») le 17 mai 2007.

TGI est la plus importante société de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique et sert environ 825 000 clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel dans un rayon de service qui s'étend de Vancouver à la vallée du Fraser et à l'intérieur de la Colombie-Britannique.

TGVI est propriétaire et exploitante du pipeline de transport de gaz naturel depuis la région du grand Vancouver à travers le détroit de Georgia jusqu'à l'île de Vancouver et du réseau de distribution sur l'île de Vancouver et le long de la Sunshine Coast (Colombie-Britannique), et sert environ 91 200 clients résidentiels, commerciaux et industriels.

En plus de fournir des services de transport et de distribution à leur clientèle, TGI et TGVI obtiennent aussi du gaz naturel pour le bénéfice d'une clientèle en majorité résidentielle et commerciale. L'approvisionnement en gaz naturel provient surtout de la région nord-est de la Colombie-Britannique et, au moyen du pipeline Southern Crossing appartenant à TGI, de l'Alberta.

TGWI est propriétaire et exploitante du réseau de distribution de gaz propane dans la région de Whistler en Colombie-Britannique, et assure le service à environ 2 400 clients résidentiels et commerciaux.

Services publics réglementés d'électricité au Canada

- 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 plus de 448 000 clients.
- b. *FortisBC* : Comprend FortisBC Inc., société de services publics intégrée en exploitation dans l'intérieur méridional de la Colombie-Britannique, servant environ 154 000 clients. FortisBC Inc. possède quatre centrales hydroélectriques, lesquelles ont une capacité combinée de 223 MW. Au cours de 2007, la capacité admissible et la production d'énergie de plusieurs unités de production hydroélectrique de FortisBC Inc. ont été optimisées grâce à des projets antérieurs de mise à niveau de turbines et de génératrices. La capacité admissible a été rééquilibrée, de sorte qu'elle est passée de 235 MW à 223 MW, et la production d'énergie a augmenté de 11 000 mégawattheures (« MWh ») par suite de rajustements négociés apportés à l'accord relatif à la centrale du canal avec BC Hydro. Dans le secteur d'exploitation des services publics réglementés d'électricité au Canada s'ajoutent aux résultats de FortisBC ceux des services 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 réseau 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.
- c. *Newfoundland Power* : Newfoundland Power est la principale société de distribution d'électricité à Terre-Neuve, servant environ 232 000 clients. Newfoundland Power possède une capacité de production de 139 MW, dont 96 MW d'origine hydroélectrique.
- d. *Maritime Electric* : Maritime Electric est le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard, servant environ 72 000 clients. Maritime Electric possède aussi dans l'île des centrales 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, de Cornwall, de Gananoque et de Port Colborne, en Ontario. FortisOntario exploite la Compagnie canadienne d'énergie Niagara Inc. (« Compagnie canadienne d'énergie Niagara ») et la Cornwall Street Railway, Light and Power Company, Limited (« Cornwall Electric »). Les comptes de la Compagnie canadienne d'énergie Niagara 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 échéant en avril 2012. 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 d'électricité dans les Caraïbes

- a. *Belize Electricity* : Belize Electricity est la principale société de distribution d'électricité au Belize, en Amérique centrale, servant environ 73 000 clients. La société possède une puissance installée de 36 MW. Fortis détient une participation conférant le contrôle de 70,1 % dans Belize Electricity.
- b. *Caribbean Utilities* : Caribbean Utilities est l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans, servant plus de 23 000 clients. La société possède une capacité de production installée d'environ 137 MW. Le 7 novembre 2006, Fortis a acquis une participation additionnelle d'environ 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 a consolidé les états financiers de Caribbean Utilities avec un décalage de deux mois et, par conséquent, a consolidé le bilan au 31 octobre 2007 et les états des résultats et des flux de trésorerie de Caribbean Utilities pour la période de douze mois terminée le 31 octobre 2007 avec les états financiers consolidés de la Société au 31 décembre 2007. Au cours de l'exercice 2006, les états des résultats de Fortis ont reflété la participation d'environ 37 % de la Société dans Caribbean Utilities, auparavant comptabilisée à la valeur de consolidation, 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 est la principale société de distribution d'électricité des îles Turks et Caicos, servant plus de 8 700 clients. La société possède une capacité de production combinée alimentée au diesel de 48 MW. Fortis Turks and Caicos a été acquise par Fortis par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive le 28 août 2006.

Activités non réglementées – Fortis Generation

Les actifs de production électrique non réglementée de la Société sont les suivants, 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 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 réglementée en Ontario sont dirigées par l'intermédiaire de FortisOntario Inc. et de Fortis Properties. Le 1^{er} janvier 2006, l'ancienne société FortisOntario Generation Corporation a fusionné avec CNE Energy Inc. et, à compter du 1^{er} janvier 2007, CNE Energy Inc. a fusionné 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 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. Depuis la fusion de CNE Energy Inc. et de Fortis Properties, le 1^{er} janvier 2007, Fortis Properties détient une participation directe de 51 % dans la société Exploits et Abitibi-Consolidated détient la participation résiduelle de 49 %. 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, 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 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 19 hôtels, comptant plus de 3 500 chambres, dans huit provinces canadiennes, et environ 2,8 millions de pieds carrés d'immeubles commerciaux dans le Canada atlantique.

Siège social et autres

Le secteur Siège social et autres permet de saisir les éléments de charges et de produits qui ne sont pas spécifiquement liés à un autre secteur isolable. Sont compris dans ce secteur des frais financiers, notamment les intérêts sur la dette engagée directement par Fortis et Terasen Inc., et les dividendes sur les actions privilégiées classées comme passif à long terme; les gains ou pertes de change; les dividendes sur les actions privilégiées classées comme capitaux propres; d'autres dépenses du siège social, incluant les coûts d'exploitation relatifs à Fortis et Terasen, déduction faite des recouvrements de filiales; les intérêts créditeurs et produits divers, ainsi que les impôts sur les bénéfices des sociétés. Ce secteur inclut aussi les résultats financiers de la société en commandite CustomerWorks Limited Partnership (« CWLP »). CWLP est une entreprise de services partagés non réglementée dans laquelle Terasen détient une participation de 30 %. En partenariat avec Enbridge Inc., CWLP offre des services de personne-ressource au service à la clientèle, de lecture des compteurs, de facturation, de crédit, de soutien et de perception aux sociétés Terasen Gas et à plusieurs autres petites entreprises tierces. Les résultats financiers de CWLP sont comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Fortis a fait l'acquisition de Terasen le 17 mai 2007.

Faits saillants financiers

Pour les exercices terminés les 31 décembre	2007	2006	Variation (%)
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires (en millions \$)	193	147	31,3
Résultat de base par action ordinaire (\$)	1,40	1,42	(1,4)
Résultat dilué par action ordinaire (\$)	1,32	1,37	(3,6)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	137,6	103,6	32,8
Produits et quote-part du bénéfice d'un placement (en millions \$)	2 718	1 472	84,6
Dividende par action ordinaire (\$)	0,82	0,67	22,4
Rendement des capitaux propres moyens attribuables aux actions ordinaires (%)	9,99	11,87	(15,8)
Total de l'actif (en millions \$)	10 273	5 441	88,8
Flux de trésorerie d'exploitation (en millions \$)	373	263	41,8

Acquisitions : Le 17 mai 2007, Fortis a fait l'acquisition de toutes les actions ordinaires émises et en circulation de Terasen, anciennement une filiale en propriété exclusive de Kinder Morgan, Inc., moyennant une contrepartie globale de 3,7 milliards \$, incluant la prise en charge d'environ 2,4 milliards \$ de la dette consolidée de Terasen. Terasen possède et exploite l'entreprise de distribution de gaz de TGI, TGVI et TGWI. Terasen est le principal distributeur de gaz naturel en Colombie-Britannique, servant plus de 918 000 clients, ou 96 % des consommateurs de gaz naturel de la province. Les entreprises de transport de pétrole de Kinder Morgan Canada (anciennement Terasen Pipelines), qui comprennent principalement des pipelines de pétrole brut et raffiné, n'ont pas fait partie de l'acquisition.

Une tranche importante du prix d'acquisition net au comptant de Terasen a été réglée à même le produit brut du placement de reçus de souscription clôturé par Fortis le 15 mars 2007. Fortis a procédé à l'émission de 44 275 000 reçus de souscription pour un produit brut approximatif de 1,15 milliard \$. À la clôture de l'acquisition de Terasen, le 17 mai 2007, les reçus de souscription ont été automatiquement échangés contre un nombre équivalent d'actions ordinaires de Fortis sans contrepartie additionnelle et un paiement en espèces de 21 cents par reçu de souscription, correspondant au montant des dividendes déclarés par Fortis par action ordinaire aux porteurs inscrits le 4 mai 2007. Fortis a financé provisoirement le solde du prix d'acquisition net au comptant en prélevant 125 millions \$ à même sa facilité de crédit existante.

Le 1^{er} août 2007, Fortis Properties a fait l'acquisition du Delta Regina, comprenant le Delta Regina Hotel, le Saskatchewan Trade and Convention Centre, des immeubles de bureaux d'une superficie de 52 000 pieds carrés et un parc de stationnement à étages à Regina, en Saskatchewan, pour un prix d'achat au comptant totalisant environ 50 millions \$.

Le 7 novembre 2006, Fortis a acquis une participation additionnelle 16 % dans Caribbean Utilities pour une contrepartie d'environ 56 millions \$ (49 millions \$ US) et détient maintenant environ 54 % de la société.

Le 1^{er} novembre 2006, Fortis Properties a acheté quatre hôtels en Alberta et en Colombie-Britannique pour un prix d'achat au comptant 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.

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 au comptant totale d'environ 98 millions \$ (88 millions \$ US). Fortis Turks and Caicos sert plus de 8 700 clients ou 85 % des consommateurs d'électricité des îles Turks et Caicos en vertu de permis de 50 ans échéant en 2036 et 2037.

Tendances et risques principaux : L'acquisition de Terasen améliore le profil de risque de Fortis en diversifiant le portefeuille d'actifs et les bénéfices de la Société. L'expansion dans le gaz naturel a ajouté un nouveau secteur d'activité, a doublé la base tarifaire réglementée de Fortis à environ 6,3 milliards \$ et est complémentaire aux compétences de base fondées de la Société dans la gestion des services publics réglementés de distribution d'électricité. Les franchises de distribution de Terasen Gas ont une clientèle bien diversifiée, mature et principalement résidentielle, et sont exploitées dans un territoire desservi qui connaît une solide croissance économique et qui comprend presque tout le territoire desservi par FortisBC. L'expansion dans la distribution de gaz naturel donne à Fortis une plateforme en vue de la croissance future des activités de gaz naturel réglementées au Canada et aux États-Unis.

Par suite de l'acquisition de Terasen, une portion importante des activités de Fortis servent les économies à croissance élevée de l'Ouest canadien. Au 31 décembre 2007, les actifs de services publics réglementés représentaient 92 % de l'actif total par rapport à 86 % au 31 décembre 2006. Au 31 décembre 2007, les actifs de services publics réglementés au Canada représentaient 84 % de l'actif total en regard de 71 % au 31 décembre 2006.

Rapport de gestion

Au cours des dernières années, 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 (« RCP ») autorisés utilisés pour établir les tarifs imposés à la clientèle par chacun des quatre principaux services publics de la Société. Cependant, en raison d'une faible augmentation des taux obligataires canadiens à long terme en 2007, les RCP autorisés de TGI, de FortisAlberta, de FortisBC et de Newfoundland Power ont chacun été augmentés aux fins de l'établissement des tarifs imposés à la clientèle de 2008, conformément aux formules d'ajustement automatique approuvées par leur organisme de réglementation respectif. Le tableau qui suit présente les tendances qui caractérisent le RCP accordé aux services publics susmentionnés :

RCP accordé par les organismes de réglementation

(%)	2005	2006	2007	2008
TGI	9,03	8,80	8,37	8,62
FortisAlberta	9,50	8,93	8,51	8,75
FortisBC	9,43	9,20	8,77	9,02
Newfoundland Power	9,24	9,24	8,60	8,95

L'incidence de la baisse des RCP autorisés 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 d'énergie 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 en Colombie-Britannique et la croissance de la population de la région de l'Okanagan 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 dans l'infrastructure de services publics au sein 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.

Par suite de l'acquisition de Terasen, les actifs réglementaires dans les Caraïbes, en pourcentage du total des actifs réglementés, ont diminué, passant de 18 % au 31 décembre 2006 à 8 % au 31 décembre 2007. Le taux de rendement réglementé sur l'actif de la base tarifaire (le « RAB ») réalisé dans la région des Caraïbes est plus élevé que celui réalisé au Canada. Le rendement plus élevé est corrélé aux risques d'exploitation plus élevés liés à des facteurs économiques et politiques et aux conditions climatiques locales. Les activités de la Société dans les Caraïbes sont exposées au risque d'ouragan. Fortis se protège en prenant des assurances auprès de tiers contre l'incidence de dommages éventuels causés par les ouragans sur ses activités et d'interruptions des affaires connexes.

Le principal risque d'affaires de Fortis est le risque lié à la réglementation. À l'exception des sociétés Terasen Gas et de FortisBC, les autres 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. À la fin de 2007 et au début de 2008, des accords de règlement négociés ont été conclus par FortisBC et Newfoundland Power à l'égard des tarifs d'électricité pour 2008 et par FortisAlberta à l'égard des tarifs d'électricité pour 2008 et 2009. L'atteinte d'accords de règlement négocié approuvés par les organismes de réglementation a éliminé le coût des processus d'audiences publiques à grande échelle. En décembre 2007, Caribbean Utilities et le gouvernement des îles Caïmans ont conclu un accord de principe sur les modalités d'une nouvelle licence pour la production, devant être accordée initialement pour une durée d'un maximum de 25 ans, et d'une nouvelle licence exclusive pour le transport et la distribution, d'une durée de 20 ans, en vertu de nouveaux arrangements. Ces nouvelles licences devraient être accordées au cours du premier semestre de 2008. En décembre 2007, des modifications réglementaires ont été promulguées au Belize, et ont pour effet de résoudre des questions pendantes portant sur la décision de l'organisme de réglementation à l'égard des tarifs d'électricité pour 2007–2008 de Belize Electricity. En janvier 2008, Maritime Electric a reçu l'approbation réglementaire à l'égard des tarifs d'électricité pour 2008. Bien qu'une décision réglementaire défavorable soit possible, et puisse avoir des répercussions importantes sur la capacité d'un service public de récupérer le coût de prestation de ses services et de dégager un taux de rendement raisonnable, l'incidence sur la Société dans son ensemble serait atténuée en raison de la diversité des activités de la Société sur le plan géographique et réglementaire. Pour une analyse complète des activités et des décisions réglementaires et des risques d'affaires de la Société, voir les rubriques « Faits saillants en matière de réglementation » et « Gestion du risque d'affaires » du présent rapport de gestion.

Les dividendes versés par action ordinaire ont augmenté et atteint 82 cents en 2007. Une augmentation de 19 % du dividende par action ordinaire trimestriel, de 21 cents à 25 cents, à compter du premier trimestre de 2008, porte à 35 années consécutives le record de la Société quant aux augmentations annuelles du dividende par action ordinaire, soit le plus long record pour l'ensemble des sociétés ouvertes du Canada. La croissance des bénéfices a permis à Fortis d'augmenter son dividende par action ordinaire trimestriel de 92 % depuis 2003.

Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires et résultat par action ordinaire : Fortis a réalisé un bénéfice net attribuable aux actions ordinaires de 193 millions \$ en 2007, une augmentation de 31,3 % par rapport au bénéfice de 147 millions \$ pour l'exercice précédent. Le résultat de base par action ordinaire s'est établi à 1,40 \$ en 2007, par rapport à 1,42 \$ pour l'exercice précédent.

La croissance globale du bénéfice découle principalement de l'acquisition de Terasen en mai 2007 et elle reflète également le premier exercice complet de propriété de Fortis Turks and Caicos, l'important investissement dans l'infrastructure électrique de Fortis Alberta et de Fortis BC, le solide rendement de Fortis Properties et la diminution des impôts sur les bénéfices des sociétés.

Le caractère saisonnier des bénéfices des sociétés Terasen Gas et l'incidence de l'émission de 1,15 milliard \$ d'actions ordinaires visant le financement d'une tranche considérable du prix d'achat au comptant de Terasen, ont dilué le résultat de base par action ordinaire de 7 cents en 2007.

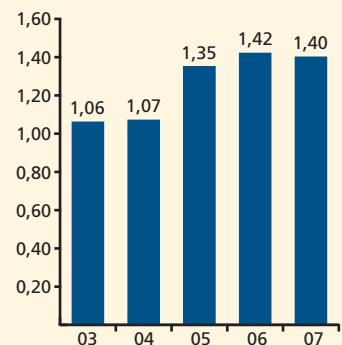
Produits et quote-part du bénéfice d'un placement : Les produits et la quote-part du bénéfice d'un placement ont augmenté de près de 85 % pour s'établir à environ 2,72 milliards \$ par rapport à environ 1,47 milliard \$ à l'exercice précédent. Les produits de 905 millions \$ des sociétés Terasen Gas à compter de la date d'acquisition sont la principale source de l'augmentation, devant Caribbean Utilities, Newfoundland Power, Fortis Properties et Fortis Turks and Caicos. En raison de l'augmentation de la participation de la Société dans Caribbean Utilities qui est devenue une participation d'environ 54 % conférant le contrôle en novembre 2006, Fortis consolide les résultats financiers de Caribbean Utilities depuis le premier trimestre de 2007. En 2006, l'état des résultats de Fortis tenait compte de la participation d'environ 37 % de la Société dans Caribbean Utilities, auparavant comptabilisée à la valeur de consolidation. L'augmentation des produits de Newfoundland Power est attribuable surtout à la transmission dans les tarifs de la hausse des coûts de l'énergie achetée, et l'augmentation des produits de Fortis Properties est principalement le fait de l'expansion des activités hôtelières dans l'Ouest canadien. L'augmentation des produits de Fortis Turks and Caicos découle du premier exercice complet de propriété par Fortis.

Dividendes : Les dividendes versés par action ordinaire ont été augmentés, passant à 82 cents en 2007, par rapport à 67 cents à l'exercice précédent. Le 1^{er} juin 2007, Fortis a haussé son dividende trimestriel sur actions ordinaires, le portant de 19 cents à 21 cents. À compter du dividende du premier trimestre versé le 1^{er} mars 2008, Fortis a haussé son dividende trimestriel sur actions ordinaires de 19 %, le portant de 21 cents à 25 cents par action ordinaire. Le ratio dividendes/bénéfices de la Société a atteint 58,6 % en 2007, comparativement à 47,2 % l'exercice précédent.

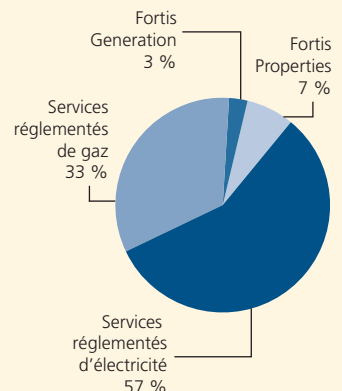
Rendement des capitaux propres moyens attribuables aux actions ordinaires : Le rendement des capitaux propres moyens attribuables aux actions ordinaires a été de 10,0 % en 2007, comparativement à 11,9 % l'exercice précédent. Le recul fait suite à la baisse en 2007 du RCP de chacun des trois plus importants services publics d'électricité de la Société, et reflète la propriété des sociétés Terasen Gas pendant une partie de l'exercice seulement et le caractère saisonnier de leurs bénéfices.

Croissance de l'actif : Le total de l'actif a augmenté de près de 89 % pour s'établir à environ 10,27 milliards \$ à la fin de l'exercice 2007, contre 5,44 milliards \$ à la fin de l'exercice 2006, en raison surtout de l'acquisition de Terasen. Une tranche d'environ 4,5 milliards \$, y compris l'écart d'acquisition de 907 millions \$ de l'augmentation d'environ 4,8 milliards \$ du total de l'actif est attribuable à Terasen. Le reste de l'augmentation de l'actif est surtout attribuable aux investissements continus de la Société dans son infrastructure électrique, financés par les programmes de dépenses en immobilisations de Fortis Alberta et Fortis BC, ainsi qu'à l'acquisition du Delta Regina, en partie contrebalancée par l'incidence défavorable liée à la conversion des actifs libellés en monnaie étrangère.

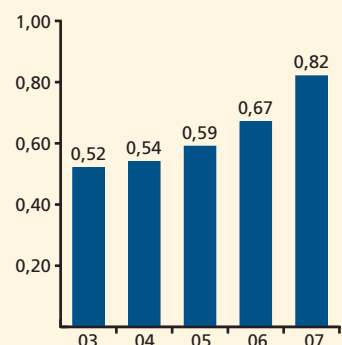
Résultat de base par action ordinaire (\$)



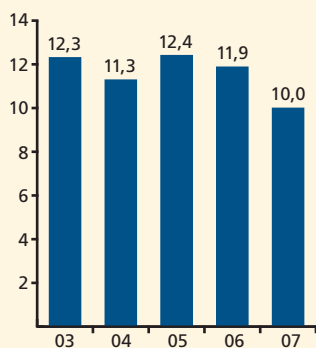
Total des produits (exercice terminé le 31 décembre 2007)



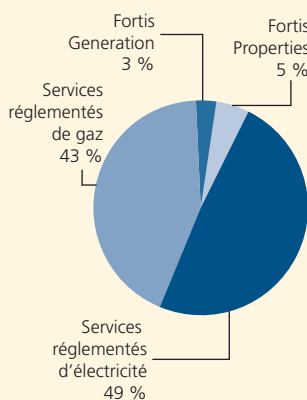
Dividendes versés par action ordinaire (\$)



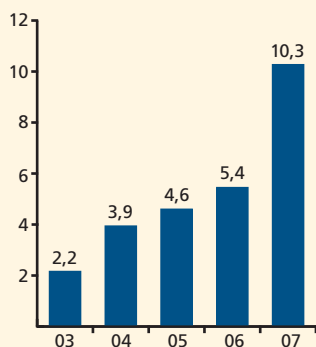
Rendement des capitaux propres moyens attribuables aux actions ordinaires (%)



Total de l'actif (au 31 décembre 2007)



Total de l'actif (milliards \$) (au 31 décembre)



Flux de trésorerie des activités d'exploitation : Les flux de trésorerie des activités d'exploitation, après la variation du fonds de roulement, se sont établis à 373 millions \$ en 2007, soit 41,8 % de plus que les 263 millions \$ de l'exercice précédent. L'augmentation des flux de trésorerie d'exploitation, après la variation du fonds de roulement, a été dominée par FortisAlberta, Caribbean Utilities et FortisBC, en partie contrebalancée par les fonds affectés à l'exploitation par les sociétés Terasen Gas.

Dépenses en immobilisations de 2007 : Pour 2007, les dépenses en immobilisations consolidées de services publics, avant les apports de la clientèle (« dépenses en immobilisations brutes de services publics »), ont été de 790 millions \$, y compris une tranche de 120 millions \$ liée aux sociétés Terasen Gas à compter de la date d'acquisition. Les dépenses en immobilisations de FortisAlberta et de FortisBC pour 2007 ont totalisé environ 432 millions \$, représentant environ 55 % des dépenses en immobilisations brutes consolidées de services publics d'électricité. La majorité des dépenses en immobilisations résultent de la forte croissance de la clientèle et du besoin d'améliorer la fiabilité de l'infrastructure électrique.

Financements : Au cours de 2007, Fortis et ses filiales ont mobilisé environ 2,1 milliards \$ de capitaux au moyen d'émissions d'actions ordinaires et de titres de créance à long terme. En janvier 2007, 5,17 millions d'actions ordinaires ont aussi été émises dans le public, pour un produit brut d'environ 150 millions \$. Le produit a principalement été affecté au remboursement de la dette existante engagée en vertu des facilités de crédit consenties de la Société, qui a servi surtout à financer une partie des acquisitions en 2006; à soutenir les programmes de dépenses en immobilisations des services publics d'électricité réglementés de la Société dans l'Ouest canadien; et aux fins générales du siège social. En mai 2007, la Société a émis 44,3 millions d'actions ordinaires pour un produit brut d'environ 1,15 milliard \$, au moment de la conversion des reçus de souscription émis initialement en mars 2007, dans le but de financer une grande partie du prix d'achat net au comptant de Terasen. En septembre 2007, Fortis a effectué un placement privé de billets de premier rang non garantis à 6,60 %, 30 ans, d'un capital de 200 millions \$ US, dont le produit a servi à rembourser la dette existante engagée en vertu de la facilité de crédit consentie de la Société liée à l'acquisition de Terasen, et à des fins générales. À l'échelle des filiales, FortisAlberta a émis 110 millions \$ de débentures non garanties à 4,99 %, 40 ans, en janvier 2007; FortisBC a émis 105 millions \$ de débentures non garanties à 5,90 %, 40 ans, en juillet 2007; Newfoundland Power a émis 70 millions \$ d'obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement, à 5,901 %, 30 ans, en août 2007; Caribbean Utilities effectué un placement privé de billets non garantis à 5,65 %, d'un capital total de 40 millions \$ d'une durée de 15 ans en juin et en novembre 2007; et TGI a émis 250 millions \$ de débentures non garanties à 6,00 %, 30 ans, en octobre 2007. Le produit des émissions de titres de créance à long terme de services publics d'électricité a principalement servi à rembourser la dette engagée par chaque service public en vertu des facilités de crédit à l'égard des dépenses en immobilisations. Le produit de l'émission de 250 millions \$ de débentures non garanties par TGI a servi à refinancer la dette existante de 250 millions \$ échue en octobre 2007. La confiance des investisseurs dans la stratégie de croissance de Fortis a engendré la réalisation des financements décrits ci-dessus à des taux et à des durées intéressants.

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 \$)

	2007	2006	Variation
Services publics réglementés de gaz au Canada			
Sociétés Terasen Gas ¹⁾	50	–	50
Services publics réglementés d'électricité au Canada			
FortisAlberta	48	42	6
FortisBC	31	27	4
Newfoundland Power	30	30	–
Autres services au Canada ²⁾	16	14	2
	125	113	12
Services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes ³⁾	31	23	8
Activités non réglementées – Fortis Generation	24	27	(3)
Activités non réglementées – Fortis Properties ⁴⁾	24	19	5
Siège social et autres ⁵⁾	(61)	(35)	(26)
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	193	147	46

¹⁾ Les résultats financiers sont compris à compter de la date d'acquisition, soit le 17 mai 2007.

²⁾ Comprend Maritime Electric et FortisOntario.

³⁾ Comprend Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos, acquise le 28 août 2006. Les résultats de 2007 reflètent la consolidation des états financiers de Caribbean Utilities avec un décalage de deux mois. Les résultats de 2006 reflètent la participation antérieure d'environ 37 % de la Société dans Caribbean Utilities, comptabilisée à la valeur de consolidation avec un décalage de deux mois.

⁴⁾ Comprend les résultats du Delta Regina à compter du 1^{er} août 2007, date d'acquisition.

⁵⁾ Comprend le montant net des charges du siège social et, à compter du 17 mai 2007, les charges nettes des activités non réglementées du siège social de Terasen et la participation de 30 % de Terasen dans CWLP.

SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS

La Société œuvre principalement dans le domaine des services publics réglementés. Les bénéfices tirés des activités réglementées au Canada et dans les Caraïbes ont représenté environ 81 % des bénéfices que la Société a tirés de ses secteurs d'exploitation en 2007 (75 % en 2006). L'ensemble des actifs réglementés représentait 92 % du total des actifs de la Société au 31 décembre 2007 (86 % au 31 décembre 2006).

Services publics réglementés de gaz au Canada

Sociétés Terasen Gas

Faits saillant financiers

Exercice terminé le 31 décembre ¹⁾

	2007
Volumes de gaz (TJ)	118 309
(en millions \$)	
Produits	905
Coûts d'approvisionnement énergétique	559
Charges d'exploitation	150
Amortissement	58
Frais financiers	80
Gain à la cession de biens	(8)
Impôts sur les bénéfices des sociétés	16
Bénéfice	50

¹⁾ Données à partir du 17 mai 2007, date d'acquisition.

Rapport de gestion

Le 17 mai 2007, Fortis a fait l'acquisition de toutes les actions émises et en circulation de Terasen. Terasen est le propriétaire et l'exploitant de l'entreprise de distribution de gaz de TGI, TGVI et TGWI. Terasen Gas est le principal distributeur de gaz naturel en Colombie-Britannique, servant plus de 918 000 clients, ou 96 % des consommateurs de gaz de la province. TGI offre des services de distribution de gaz dans une région qui s'étend de Vancouver à la vallée du Fraser et à l'intérieur de la Colombie-Britannique. TGVI possède un réseau intégré de distribution et de transport de gaz servant ses clients de la Sunshine Coast et diverses localités de l'île de Vancouver, y compris Victoria et ses environs. TGWI offre des services de distribution de gaz propane à environ 2 400 clients dans la région de Whistler.

Bénéfice : Les sociétés Terasen Gas ont dégagé un bénéfice de 50 millions \$ depuis leur acquisition le 17 mai 2007. Le caractère saisonnier a une incidence importante sur le bénéfice des sociétés Terasen Gas, puisqu'une part importante du gaz distribué sert au chauffage. Les sociétés Terasen Gas génèrent la quasi-totalité de leur bénéfice au cours des premier et quatrième trimestres. Le rendement a été conforme à celui prévu pour les sociétés Terasen Gas pour l'exercice et au rendement d'exploitation obtenu l'exercice précédent. Les résultats du trimestre comprenaient un gain après impôts de 7 millions \$ sur la vente de terrains excédentaires.

En raison des mécanismes de report réglementaire approuvés par la British Columbia Utilities Commission (« BCUC »), les variations des niveaux de consommation et le coût du gaz naturel n'ont pas d'incidence importante sur le bénéfice des sociétés Terasen Gas. Ces mécanismes servent à accumuler les incidences sur la marge que peuvent avoir les écarts entre la consommation réelle des clients résidentiels et commerciaux et leur consommation prévue, ainsi que les écarts entre les coûts réels et les coûts prévus du gaz naturel recouverts à même les tarifs de base. En outre, les sociétés Terasen Gas utilisent un compte de report des taux d'intérêt, approuvé par la BCUC, pour absorber les variations des taux d'intérêt, ce qui a pour effet de fixer le taux d'intérêt sur les facilités de crédit à court terme et à taux variable.

Volumes de gaz : Les volumes de gaz depuis la date d'acquisition se sont élevés à 118 309 TJ. Les volumes de gaz annuels se sont établis à 220 977 TJ, en hausse de 5,7 % par rapport à 209 013 TJ en 2006. L'augmentation des volumes de gaz annuels est attribuable à des températures plus basses et à la croissance de la clientèle. Des volumes accrus entraînent des produits et des coûts du gaz naturel plus élevés et, par conséquent, n'ont généralement pas d'incidence importante sur le bénéfice des sociétés Terasen Gas.

Les ajouts nets de clients de TGI ont été de 9 939 en 2007, comparativement à 10 289 ajouts nets de clients en 2006. Bien que 2007 ait constitué une autre année solide pour les mises en chantier en Colombie-Britannique, des conditions météorologiques défavorables ont ralenti l'activité de construction vers la fin de l'année. De plus, la croissance de la construction d'immeubles d'habitation a eu une incidence sur les ajouts nets, puisque l'utilisation du gaz naturel est moins répandue dans ce genre d'habitation. Les ajouts nets de clients de TGVI ont été de 3 922 en 2007, comparativement à 4 120 ajouts nets de clients en 2006.

Par suite de l'acquisition de Terasen par la Société, Standard & Poor's (« S&P ») a relevé la note de crédit de la dette à long terme et de la dette de premier rang non garantie de TGI, de « BBB » à « A », le 19 juin 2007.

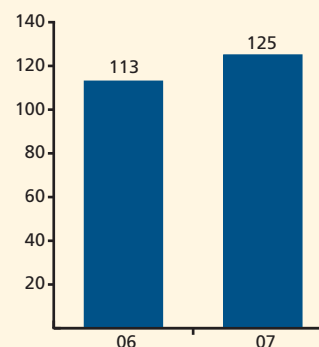
Perspectives : Le RCP autorisé de TGI pour 2008 a été établi à 8,62 %, en hausse par rapport à 8,37 % pour 2007. Le RCP autorisé de TGVI pour 2008 a été établi à 9,32 %, en hausse par rapport à 9,07 % pour 2007.

Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2008 pour les sociétés Terasen Gas est présenté à la rubrique « Programme de dépenses en immobilisations ».

Services publics réglementés d'électricité au Canada

Les bénéfices tirés des services publics réglementés d'électricité au Canada en 2007 ont atteint 125 millions \$ (113 millions \$ en 2006), soit environ 61 % (83 % en 2006) du total des bénéfices que la Société a tirés des activités réglementées. Les actifs des services publics réglementés d'électricité au Canada s'élevaient à 4,2 milliards \$ au 31 décembre 2007 (3,9 milliards \$ au 31 décembre 2006), soit environ 44 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2007 (82 % au 31 décembre 2006).

Services publics réglementés d'électricité au Canada
(en millions \$)



FortisAlberta

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre

	2007	2006	Variation
Livraisons d'énergie (GWh)	15 378	14 851	527
<i>(en millions \$)</i>			
Produits	270	251	19
Charges d'exploitation	122	115	7
Amortissement	75	69	6
Frais financiers	36	30	6
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés	(11)	(5)	(6)
Bénéfice	48	42	6

Bénéfice : Le bénéfice de FortisAlberta pour 2007 a dépassé de 6 millions \$ celui de l'exercice précédent, principalement en raison de la hausse des produits liés à la croissance de la clientèle et du fait de l'augmentation du recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés, en partie contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation, de la dotation aux amortissements et des frais financiers.

Livraisons d'énergie : Les livraisons d'énergie ont été plus élevées de 527 gigawattheures (« GWh ») que celle de l'exercice précédent ou 3,5 %, en raison de la hausse de la demande d'énergie attribuable à la croissance du nombre de clients. FortisAlberta a ajouté environ 18 000 clients au cours de l'exercice, et compte un total de plus de 448 000 clients.

Produits : Les produits de 2007 ont marqué une hausse de 19 millions \$ par rapport aux produits de l'exercice précédent. La hausse comprend : une augmentation de 11 millions \$ liée à la croissance de la clientèle et une augmentation de 0,7 % des tarifs de distribution facturés aux clients entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2007; une augmentation de 3 millions \$ attribuable aux écarts découlant de l'incidence de divers produits de distribution reportés; une hausse de 1 million \$ des produits tirés des redevances de franchises; une augmentation de 1 million \$ des produits tirés du transport nets principalement attribuable à la croissance des livraisons d'énergie, du nombre de clients et des ajustements apportés à la facturation et aux reports par l'Alberta Electric System Operator (« AESO »); et une hausse des produits divers de 3 millions \$. La hausse des produits divers tient surtout aux pénalités imposées aux clients en cas de résiliation anticipée des services de distribution, à l'augmentation de l'impartition des services et aux intérêts gagnés sur les comptes de report des charges de l'AESO.

Charges : Les charges d'exploitation de 2007 ont marqué une hausse de 7 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, principalement en raison de l'augmentation des coûts de main-d'œuvre, du coût des avantages sociaux, du coût de la main-d'œuvre contractuelle et des achats d'immobilisations, en partie contrebalancée par une hausse des montants imputés aux projets d'immobilisations.

La dotation aux amortissements de 2007 a monté de 6 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, du fait principalement d'une augmentation des immobilisations entraînée par la croissance de la charge et par des mises à niveau et remplacements d'immobilisations dans le territoire de service de la société, en partie compensée par l'amortissement des apports provenant des ajouts de clientèle.

Les frais financiers de 2007 ont été de 6 millions \$ plus élevés qu'à l'exercice précédent, surtout en raison de la hausse des emprunts destinés à financer les dépenses en immobilisations. Le 3 janvier 2007, FortisAlberta a émis des débentures de premier rang non garanties à 4,99 % d'un capital de 110 millions \$, venant à échéance le 3 janvier 2047. Le 21 avril 2006, FortisAlberta a émis des débentures de premier rang non garanties à 5,40 % d'un capital de 100 millions \$ venant à échéance le 21 avril 2036. Le produit net tiré des émissions de débentures a servi surtout au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit existantes, effectués essentiellement pour financer les dépenses en immobilisations.

En 2007, 6 millions \$ de plus d'impôts sur les bénéfices des sociétés ont été recouverts qu'à l'exercice précédent, surtout en raison d'un recouvrement d'impôts futurs en 2007 qui reflète la réduction des montants des reports de l'AESO qui servent au calcul des impôts futurs, en partie contrebalancée par une augmentation des impôts de l'exercice qui résulte d'une baisse, en 2007 comparativement à 2006, des déductions aux fins fiscales par rapport aux déductions aux fins comptables.

Perspectives : Le RCP autorisé de FortisAlberta pour 2008 a été établi à 8,75 %, en hausse par rapport à 8,51 % en 2007. En février 2008, FortisAlberta a reçu l'approbation réglementaire de l'Accord de règlement négocié qui porte sur les tarifs d'électricité de la société pour 2008 et 2009. L'accord approuvé permet des augmentations des tarifs de distribution de 6,8 % à compter du 1^{er} janvier 2008, et de 7,3 % à compter du 1^{er} janvier 2009.

Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2008 pour FortisAlberta figure à la rubrique « Programme de dépenses en immobilisations ».

FortisBC

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2007	2006	Variation
Ventes d'électricité (GWh)	3 091	3 038	53
<i>(en millions \$)</i>			
Produits	229	216	13
Coûts d'approvisionnement énergétique	67	68	(1)
Charges d'exploitation	69	63	6
Amortissement	31	28	3
Frais financiers	26	23	3
Impôts sur les bénéfices des sociétés	5	7	(2)
Bénéfice	31	27	4

Bénéfice : Le bénéfice de FortisBC pour 2007 a augmenté de 4 millions \$ par rapport à l'exercice précédent en raison de la hausse des tarifs d'électricité, de l'accroissement des ventes d'électricité, de la baisse des coûts de l'approvisionnement énergétique et de la diminution des impôts sur les bénéfices des sociétés, partiellement contrebalancés par la hausse des charges d'exploitation, de la dotation aux amortissements et des frais financiers.

Ventes d'électricité : Les ventes d'électricité ont progressé de 53 GWh, ou 1,7 %, sur celles de l'exercice précédent. L'incidence favorable, sur les ventes d'électricité, d'une réduction de l'estimation des pertes du réseau électrique et la croissance du nombre de clients dans les secteurs résidentiel et des services généraux ont plus que contrebalancé l'incidence de la baisse des charges industrielles découlant de l'optimisation d'une usine par un important client industriel. Au cours du premier trimestre de 2007, une analyse des pertes du réseau électrique a permis de réduire les pertes estimatives du réseau à partir du 1^{er} janvier 2007. La réduction des pertes du réseau reflète les améliorations d'efficacité découlant du programme d'immobilisations continu de la société qui vise la mise à niveau et le remplacement des systèmes de production et des réseaux de transport et de distribution, de même que le raffinement du processus d'estimation des pertes du réseau.

Produits : Les produits de 2007 ont été de 13 millions \$ plus élevés qu'à l'exercice précédent, principalement en raison d'une hausse de 1,2 % des tarifs d'électricité, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2007; d'une hausse accessoire de 2,1 % des tarifs d'électricité, entrée en vigueur le 1^{er} avril 2007, y compris la constatation au cours du premier trimestre de 2007 de la hausse de 2,1 % des tarifs d'électricité qui doit être perçue en 2008 auprès des clients; des apports plus élevés aux produits de la part des services non réglementés d'exploitation, d'entretien et de gestion; de l'augmentation des ventes d'électricité au cours de l'exercice, attribuable aux facteurs décrits précédemment; et d'une diminution des rajustements des incitatifs selon les règles d'établissement des tarifs fondées sur le rendement (« ÉTR ») à verser à la clientèle.

Charges : Les coûts de l'approvisionnement énergétique de 2007 ont baissé de 1 million \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent. Malgré une proportion plus importante d'énergie achetée comparativement à l'énergie produite par les centrales hydroélectriques appartenant à la société en 2007, les coûts de l'approvisionnement énergétique ont diminué en raison de prix d'achat moyens de l'énergie moins élevés.

Les charges d'exploitation de 2007 ont augmenté de 6 millions \$ par rapport à celles de l'exercice précédent. L'augmentation découle de charges d'exploitation plus élevées pour les services non réglementés d'exploitation, d'entretien et de gestion; de la hausse générale des coûts en raison de l'inflation; de la montée des coûts de main-d'œuvre; de l'augmentation de la provision pour créances irrécouvrables liée aux clients du secteur forestier; et de la croissance des impôts fonciers. L'augmentation des charges d'exploitation a été en partie contrebalancée par une baisse des frais de transit et des droits sur l'eau et par l'incidence de la hausse des coûts indirects capitalisés.

La dotation aux amortissements de 2007 a augmenté de 3 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent, du fait d'un accroissement des immobilisations de FortisBC résultant de son programme de dépenses en immobilisations.

Les frais financiers de 2007 ont monté de 3 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'augmentation des emprunts aux fins du financement du programme de dépenses en immobilisations de la Société. Le 4 juillet 2007, FortisBC a émis des débetures de premier rang non garanties à 5,90 % d'un capital de 105 millions \$. Ces débetures viennent à échéance le 4 juillet 2047. Le produit net de l'émission de débetures a été principalement affecté au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit existantes, engagés principalement pour financer les immobilisations.

Le 21 juin 2007, Moody's Investors Service a relevé la note de crédit de la dette de premier rang non garantie de FortisBC, la faisant passer de « Baa3, Perspective stable » à « Baa2, Perspective stable ».

Les impôts sur les bénéfices des sociétés de 2007 ont diminué de 2 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent, surtout sous l'effet de la hausse des déductions aux fins de l'impôt sur les bénéfices des sociétés en comparaison des déductions aux fins comptables, hausse qui a été en partie compensée par l'augmentation du bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés.

Perspectives : Le RCP autorisé de FortisBC pour 2008 a été établi à 9,02 %, en hausse par rapport à 8,77 % en 2007. En décembre 2007, FortisBC a reçu l'approbation réglementaire de l'Accord de règlement négocié qui porte sur les tarifs d'électricité de la société pour 2008, permettant une augmentation des tarifs d'électricité de 2,9 % à compter du 1^{er} janvier 2008.

Au cours du deuxième semestre de 2008, la société prévoit déposer auprès de la BCUC un plan d'immobilisations pour 2009 et 2010 et une demande de besoins en revenus pour 2009.

Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes de FortisBC pour 2008 figure à la rubrique « Programme de dépenses en immobilisations ».

Newfoundland Power

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2007	2006	Variation
Ventes d'électricité (GWh)	5 093	4 995	98
<i>(en millions \$)</i>			
Produits	490	421	69
Coûts de l'approvisionnement énergétique	327	256	71
Charges d'exploitation	53	54	(1)
Amortissement	34	33	1
Frais financiers	33	33	–
Impôts sur les bénéfices des sociétés	12	14	(2)
Part des actionnaires sans contrôle	1	1	–
Bénéfice	30	30	–

Bénéfice : Le bénéfice de Newfoundland Power de 30 millions \$ pour 2007 est comparable à celui de l'exercice précédent. L'incidence de la hausse des ventes d'électricité a été en grande partie contrebalancée par l'incidence de la baisse des tarifs d'électricité en raison d'une réduction du RCP autorisé pour 2007.

Ventes d'électricité : Les ventes d'électricité ont augmenté de 98 GWh, ou 2,0 %, par rapport à celles de l'exercice précédent, en raison surtout de la croissance de la clientèle et de l'augmentation de la consommation moyenne.

Produits : Les produits de 2007 ont progressé de 69 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent. La progression est surtout attribuable au transfert de la hausse des coûts de l'énergie achetée de Newfoundland Hydro, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2007, et à l'augmentation des ventes d'électricité, en partie contrebalancée par une baisse des tarifs d'électricité, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2007, en raison d'un RCP autorisé réduit pour 2007.

Charges : Les coûts de l'approvisionnement énergétique de 2007 ont dépassé de 71 millions \$ ceux de l'exercice précédent, surtout en raison du transfert de la hausse des coûts de l'électricité achetée de Newfoundland Hydro, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2007, et de l'augmentation des ventes d'électricité.

Les charges d'exploitation de 2007 ont diminué de 1 million \$ par rapport à celles de l'exercice précédent. La diminution est surtout attribuable à la baisse des coûts des régimes de retraite, qui reflète les rendements améliorés des actifs des régimes de retraite. Le niveau plus élevé des actifs des régimes de retraite tient à la capitalisation des régimes et à la fin, en mars 2007, de l'amortissement des allocations de retraite versées en vertu du programme de retraite anticipée de 2005. La baisse des coûts des régimes de retraite a été en partie contrebalancée par une augmentation des coûts de main-d'œuvre, qui reflète les hausses normales de salaires et les coûts engagés pour la réparation de certains réseaux de distribution gravement endommagés à cause d'une forte tempête survenue en décembre 2007.

Rapport de gestion

La dotation aux amortissements de 2007 a augmenté de 1 million \$ en regard de celle de l'exercice précédent, surtout du fait des investissements continus dans les immobilisations.

Les frais financiers de 2007 ont été comparables à ceux du dernier exercice. Le 17 août 2007, Newfoundland Power a émis des obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement à 5,901 %, d'un capital de 70 millions \$, venant à échéance le 17 août 2037. Le produit net a été affecté au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit existantes, qui avaient été contractés en grande partie pour financer les dépenses en immobilisations, et au remboursement des obligations à 11,875 %, d'un capital de 31,5 millions \$, arrivant à échéance.

Les impôts sur les bénéfices des sociétés de 2007 ont diminué de 2 millions \$ comparativement à ceux de l'exercice précédent. La diminution reflète un bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés moins élevé ainsi que des déductions à des fins fiscales plus élevées par rapport aux déductions à des fins comptables. Les déductions fiscales plus élevées découlent en grande partie de l'augmentation de l'amortissement fiscal liée particulièrement aux dépenses en immobilisations engagées pour la centrale hydroélectrique Rattling Brook de la société en 2007.

Perspectives : Le RCP autorisé de Newfoundland Power pour 2008 a été établi à 8,95 %, en hausse par rapport à 8,60 % en 2007. En décembre 2007, Newfoundland Power a reçu l'approbation réglementaire de l'Accord de règlement négocié portant sur les tarifs d'électricité de la société pour 2008, qui permet une augmentation moyenne de 2,8 % des tarifs d'électricité à compter du 1^{er} janvier 2008.

En raison de la structure tarifaire révisée de l'électricité achetée, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2007, Newfoundland Power a payé plus cher en moyenne chaque kilowattheure (« kWh ») d'électricité achetée au cours des mois d'hiver et moins cher, en moyenne, chaque kWh d'électricité achetée au cours des mois d'été de 2007 par rapport à 2006. Cette révision n'a pas eu d'incidence sur les bénéfices trimestriels de 2007 étant donné que la société a comptabilisé l'électricité achetée en fonction du coût unitaire par kWh annuel prévu et des variations trimestrielles transférées dans un compte de report réglementaire. À compter du 1^{er} janvier 2008, ce compte réglementaire n'existe plus. Par conséquent, les bénéfices trimestriels de 2008 refléteront une variation saisonnière par rapport à ceux de 2007. Ainsi, les bénéfices devraient être moins élevés pour les premier et quatrième trimestres et plus élevés pour les deuxième et du troisième trimestres en regard des périodes correspondantes de 2007.

Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2008 de Newfoundland Power figure à la rubrique « Programme de dépenses en immobilisations ».

Autres services publics d'électricité au Canada ¹⁾

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2007	2006	Variation
Ventes d'électricité (GWh)			
Maritime Electric	1 035	999	36
FortisOntario	1 174	1 169	5
Total	2 209	2 168	41
(en millions \$)			
Produits	263	252	11
Coûts de l'approvisionnement énergétique	174	171	3
Charges d'exploitation	29	28	1
Amortissement	17	15	2
Frais financiers	17	15	2
Impôts sur les bénéfices des sociétés	10	9	1
Bénéfice	16	14	2

¹⁾ Comprennent Maritime Electric et FortisOntario.

Bénéfice : Le bénéfice des autres services publics d'électricité au Canada pour 2007 a dépassé de 2 millions \$ celui de l'exercice précédent, en raison d'un gain ponctuel de 3 millions \$ (2 millions \$ après impôts) pour FortisOntario, relatif à un remboursement reçu en vertu d'une ordonnance de l'organisme de réglementation portant sur un arrangement d'interconnexion, et de la hausse des ventes et des tarifs de base d'électricité, en partie contrebalancés par l'augmentation des charges d'exploitation, de la dotation aux amortissements et des frais financiers.

Ventes d'électricité : Les ventes d'électricité ont augmenté de 41 GWh, ou 1,9 %, par rapport à celles de l'exercice précédent. L'augmentation découle d'une consommation moyenne plus élevée en raison de températures plus basses que la normale à l'Île-du-Prince-Édouard et en Ontario, et de la croissance de la clientèle de Maritime Electric, en partie contrebalancée par l'incidence de la perte d'un important client industriel et par l'interruption temporaire des activités d'un client industriel en Ontario.

Produits : Les produits de 2007 ont affiché une hausse de 11 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, surtout entraînée par l'augmentation des ventes d'électricité; le remboursement de 3 millions \$ reçu par FortisOntario; la majoration de 3,35 % des tarifs d'électricité de base de Maritime Electric, avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2006; l'incidence d'une augmentation des tarifs de FortisOntario liée au transfert à la clientèle des coûts de l'approvisionnement énergétique plus élevés; et des hausses des taux de distribution de base de FortisOntario en mai 2006 et en mai 2007.

Charges : Les coûts de l'approvisionnement énergétique de 2007 ont dépassé de 3 millions \$ ceux de l'exercice précédent, en raison de l'augmentation des prix du marché payés pour l'énergie par FortisOntario et de la hausse des ventes d'électricité. À Maritime Electric, les coûts de l'approvisionnement énergétique réels qui sont supérieurs ou inférieurs au montant approuvé par l'organisme de réglementation de 6,73 cents le kWh sont reportés aux fins de recouvrement ou de remboursement futurs dans les tarifs imposés à la clientèle pendant une période continue de douze mois.

Les charges d'exploitation de 2007 ont été de 1 million \$ plus élevées que celles de l'exercice précédent, du fait des coûts rattachés à un programme de retraite anticipée de FortisOntario et des coûts plus élevés d'assurance, réglementaires et juridiques.

La dotation aux amortissements de 2007 a été supérieure de 2 millions \$ à celle de l'exercice précédent, surtout du fait des investissements continus dans les immobilisations.

Les frais financiers de 2007 ont augmenté de 2 millions \$ en regard de ceux de l'exercice précédent en raison des emprunts qui ont été nécessaires pour le financement des dépenses en immobilisations et les coûts de l'approvisionnement énergétique plus élevés de Maritime Electric.

Les impôts sur les bénéfices des sociétés de 2007 ont marqué une hausse de 1 million \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent, entraînée par l'augmentation du bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés, en partie contrebalancée par la hausse des déductions aux fins fiscales par rapport aux déductions aux fins comptables.

Perspectives : Le RCP autorisé de Maritime Electric pour 2008 a été établi à 10,00 %, par rapport à 10,25 % en 2007. En janvier 2008, l'Island Regulatory and Appeals Commission (« IRAC ») a approuvé une augmentation de 1,8 % des tarifs de base, entrant en vigueur le 1^{er} avril 2008.

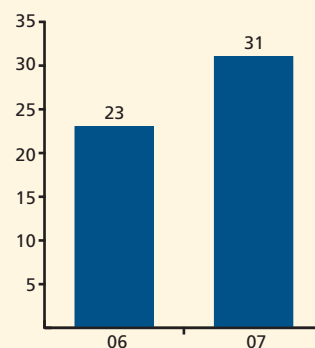
Le RCP autorisé de FortisOntario pour 2008 a été établi à 9,00 %, le même niveau qu'en 2007. En 2006, la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») a annoncé son plan de tarification des services de distribution d'électricité pluriannuel pour les exercices 2007 à 2010. Le plan maintient le coût du capital actuel et met en place une mesure de l'inflation combinée à un facteur de productivité aux fins de l'établissement des tarifs. Au cours de la période de trois ans, les distributeurs devront soumettre, en trois tranches, une demande tarifaire complète fondée sur le coût de service qui entraînera un nouveau calcul des tarifs de distribution. À la fin de 2008, la Canadian Niagara Power prévoit déposer une demande de nouveau calcul des tarifs pour 2009.

Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2008 des autres services publics d'électricité au Canada figure à la rubrique « Programme de dépenses en immobilisations ».

Services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes

Les apports au bénéfice provenant des services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes se sont établis à 31 millions \$ en 2007 (23 millions \$ en 2006), ce qui a représenté environ 15 % (17 % en 2006) du total du bénéfice réglementé de la Société. Les actifs des services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes s'établissaient à 778 millions \$ au 31 décembre 2007 (828 millions \$ au 31 décembre 2006), soit environ 8 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2007 (18 % au 31 décembre 2006).

Services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes (\$ millions)



Services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes ¹⁾

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2007	2006 ²⁾	Variation
Cours du change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien ³⁾	1,07	1,13	(0,06)
Ventes d'électricité (GWh)			
Belize Electricity	382	360	22
Caribbean Utilities	527	485 ⁴⁾	42
Fortis Turks and Caicos	145	125 ⁴⁾	20
Total	1 054	970	84
<i>(en millions \$)</i>			
Produits	307	101	206
Quote-part du bénéfice d'un placement	–	10	(10)
Coûts de l'approvisionnement énergétique	169	57	112
Charges d'exploitation	49	13	36
Amortissement	28	7	21
Frais financiers	15	5	10
Impôts sur les bénéfices des sociétés	2	2	–
Part des actionnaires sans contrôle	13	4	9
Bénéfice	31	23	8

¹⁾ Comprennent Belize Electricity, dans laquelle Fortis détient une participation conférant le contrôle de 70,1 %; Caribbean Utilities, dans laquelle Fortis détient une participation conférant le contrôle d'environ 54 %, et sa filiale en propriété exclusive Fortis Turks and Caicos.

²⁾ Les produits pour les douze mois terminés le 31 décembre 2006 n'englobent pas les produits et les charges de Caribbean Utilities, car cette dernière n'était pas consolidée dans les états financiers de Fortis pour cette période. Les produits et les charges pour les douze mois terminés le 31 décembre 2006 incluent les produits et les charges de Fortis Turks and Caicos depuis le 28 août 2006, date de l'acquisition par Fortis. En 2006, la quote-part du bénéfice d'un placement qui se rapporte à la participation antérieure d'environ 37 % de la Société dans Caribbean Utilities était comptabilisée à la valeur de consolidation.

³⁾ La monnaie de présentation des états financiers de Belize Electricity est le dollar bélizien (\$ BZ) dont le taux de change comparé au dollar américain s'établit à 2 \$ BZ pour 1 \$ US. La monnaie de présentation des états financiers de Caribbean Utilities est le dollar des îles Caïmans (\$ CI) dont le taux de change comparé au dollar américain s'établit à 0,84 \$ CI pour 1 \$ US. La monnaie de présentation des états financiers de Fortis Turks and Caicos est le dollar américain.

⁴⁾ Ventes pour un exercice complet comme elles sont présentées par le service public.

Le 7 novembre 2006, Fortis a acquis une participation additionnelle d'environ 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. Depuis le premier trimestre de 2007, Fortis consolide les états financiers de Caribbean Utilities avec un décalage de deux mois. En 2006, l'état des résultats de Fortis tenait compte de la participation antérieure d'environ 37 % de la Société dans Caribbean Utilities, comptabilisée à la valeur de consolidation avec un décalage de deux mois. La fin d'exercice de Caribbean Utilities est le 30 avril et, par conséquent, les données financières présentées ci-dessus pour 2007 et 2006 comprennent les résultats financiers de Caribbean Utilities pour les périodes de douze mois terminées les 31 octobre.

Bénéfice : L'apport au bénéfice provenant des services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes pour 2007 a été supérieur de 8 millions \$ à l'apport pour l'exercice précédent. La hausse est attribuable au premier exercice complet de contribution au bénéfice de Fortis Turks and Caicos, et aux ventes d'électricité plus élevées et aux frais financiers moins élevés de Belize Electricity, en partie contrebalancés par l'incidence défavorable de la conversion des devises. L'incidence de la hausse du placement dans Caribbean Utilities, qui est passé à environ 54 %, a été contrebalancée par la baisse du bénéfice de Caribbean Utilities, découlant d'une charge liée à la cession de turbines à vapeur et d'une hausse des charges d'exploitation. La charge liée à la cession de turbines à vapeur a réduit le bénéfice de Fortis d'environ 2 millions \$ en 2007. L'apport des services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes au bénéfice a été réduit par une incidence défavorable de 2 millions \$ du taux de change sur la conversion du bénéfice libellé en devises, qui est attribuable au raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. En 2007, l'apport au bénéfice de Caribbean Utilities, de Belize Electricity et de Fortis Turks and Caicos s'est établi respectivement à 9 millions \$, 12 millions \$ et 10 millions \$.

Ventes d'électricité : Les ventes totales d'électricité des services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes ont augmenté de 84 GWh, ou 8,7 %, par rapport à celles de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique principalement par la demande plus forte de la part de la clientèle croissante, alors que la vigueur des économies locales contribue à l'essor de la construction résidentielle et commerciale. L'accroissement des ventes d'électricité de Fortis Turks and Caicos est attribuable surtout aux grands hôtels; toutefois, le tarif applicable à cette catégorie de clients est le plus bas tarif facturé par Fortis Turks and Caicos, toutes catégories confondues. Les projets importants en construction

sur les îles Turks et Caicos comprennent un agrandissement, au coût de 68 millions \$ US, à l'hôtel Beaches Resort & Spa; le centre de villégiature Seven Stars Luxury; les condominiums et centre de villégiature Emerald Point de 255 870 pieds carrés; et le centre de villégiature et résidences Alexandra de 220 440 pieds carrés. La croissance commerciale à Grand Caïman est dominée par de nouveaux développements, y compris l'édifice Bank of Butterfield de 60 000 pieds carrés, dont la construction devrait commencer au début de 2008, ainsi que le centre commercial et immeuble de bureaux Governor's Square de 160 000 pieds carrés, le complexe de condominiums Caribbean Club de 89 000 pieds carrés et la phase I de 500 000 pieds carrés de Camana Bay, trois chantiers dont la construction a commencé au cours de 2007.

Produits : En plus d'avoir augmenté en raison de la consolidation des résultats financiers de Caribbean Utilities en 2007, les produits ont été plus importants par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison de l'incidence du premier exercice complet de propriété de Fortis Turks and Caicos, de la croissance des ventes d'électricité de Belize Electricity et de Fortis Turks and Caicos, et d'une hausse de 3,7 % du volet à valeur ajoutée des tarifs imposés à la clientèle, en vigueur le 1^{er} juillet 2007, à Belize Electricity. L'augmentation a été en partie contrebalancée par l'incidence de la conversion des devises.

Charges : La hausse des charges de 2007 par rapport à 2006 a été touchée de façon importante par la consolidation des résultats financiers de Caribbean Utilities en 2007 et par l'incidence du premier exercice complet de propriété de Fortis Turks and Caicos, en partie contrebalancée par l'incidence de la conversion des devises.

Les charges d'exploitation et la dotation aux amortissements de Belize Electricity ont augmenté par rapport à l'exercice précédent, en raison des coûts de main-d'œuvre accrus, de la mise en place d'un nouveau service à la clientèle et des initiatives de réduction des pertes de produits, ainsi que des hausses généralisées du coût des biens et des services. L'augmentation de la dotation aux amortissements découle de l'investissement continu dans les immobilisations. À Belize Electricity, les frais financiers annuels ont été moins élevés qu'à l'exercice précédent en raison de la baisse de l'encours de la dette. En juin 2006, le produit d'un placement en actions de Belize Electricity a été utilisé pour rembourser certains fournisseurs ainsi que des emprunts intersociétés et des prélèvements sur des facilités de découvert effectués principalement pour financer le coût élevé de l'électricité et du combustible.

Les charges d'exploitation de Fortis Turks and Caicos en 2007 ont augmenté par rapport à celles de l'exercice précédent en raison de l'incidence des activités plus intenses liées à un environnement de croissance rapide.

Pour l'exercice 2007, les charges d'exploitation de Caribbean Utilities consolidées dans les résultats financiers de la Société ont été supérieures à celles présentées par Caribbean Utilities en 2006 en raison des coûts d'entretien plus élevés des actifs de production, de transport et de distribution, et du fait que les charges d'exploitation pour le deuxième trimestre de 2006 ont été réduites par le gain de 1,4 million \$ (1,2 million \$ US) à la cession d'actifs associé à un règlement d'assurance. Par ailleurs, au cours du premier trimestre de 2007, les charges d'exploitation des services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes ont compris une charge de 4,4 millions \$ (3,7 millions \$ US) liée à la cession de turbines à vapeur de Caribbean Utilities. La dotation aux amortissements de Caribbean Utilities consolidée dans les résultats financiers de la Société au cours de 2007 a été plus élevée que celle constatée par Caribbean Utilities au cours de 2006 en raison des investissements continus dans les immobilisations, y compris l'acquisition d'une nouvelle unité de production alimentée au diesel de 16 MW mise en service en juin 2007. L'unité de production a porté le total de la capacité de production installée de Caribbean Utilities à environ 137 MW.

En juin 2007, Caribbean Utilities a clôturé la première tranche de 30 millions \$ US d'un placement de billets non garantis de premier rang à 5,65 % de 40 millions \$ US, et a clôturé la seconde tranche de 10 millions \$ US en novembre 2007. Les billets non garantis de premier rang viennent à échéance le 1^{er} juin 2022. Le produit du placement a été affecté au remboursement de la dette et au financement des dépenses en immobilisations.

En 2007, Fortis Turks and Caicos a mis en service 7 MW supplémentaires de capacité de production détenue, portant la capacité de production combinée de Fortis Turks and Caicos à 48 MW à la fin de l'exercice. En mai 2007, Fortis Turks and Caicos a acquis quatre unités de production additionnelles d'une capacité combinée de 13 MW, qui devraient être installées et mises en service en 2008 et en 2009. La capacité additionnelle vise à répondre à la forte croissance de la clientèle.

Perspectives : La solide croissance des ventes d'électricité connue en 2007 par les services publics d'électricité dans les Caraïbes devrait se poursuivre en 2008.

Au cours du premier semestre de 2008, le gouvernement des îles Caïmans devrait délivrer à Caribbean Utilities une nouvelle licence pour la production, devant être accordée initialement pour une durée d'un maximum de 25 ans, et une nouvelle licence exclusive pour le transport et la distribution, d'une durée de 20 ans, en vertu de nouveaux arrangements. En vertu des nouvelles licences attendues, les tarifs imposés à la clientèle seront maintenant établis d'après un RAB ciblé initial de 10 %, alors que le RAB autorisé en vertu de la licence actuelle est de 15 %. De plus amples informations sur l'incidence des licences attendues se trouvent à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation ».

Rapport de gestion

Les tarifs d'électricité de Belize Electricity ont été approuvés pour la période du 1^{er} juillet 2007 au 30 juin 2008. Alors que le volet à valeur ajoutée des tarifs d'électricité a augmenté, les tarifs d'électricité moyens sont restés les mêmes.

Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2008 des services publics d'électricité dans les Caraïbes figure à la rubrique « Programme de dépenses en immobilisations ».

ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

Activités non réglementées – Fortis Generation

Fortis Generation se compose des placements de la Société dans des actifs de production non réglementée d'électricité. Le tableau suivant donne un aperçu des actifs de production non réglementée 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
Total	17	195

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2007	2006	Variation
Ventes d'énergie (GWh)			
Belize	167	178	(11)
Ontario	707	722	(15)
Région centrale de Terre-Neuve	137	168	(31)
Colombie-Britannique	34	30	4
Nord de l'État de New York	77	105	(28)
Total	1 122	1 203	(81)
<i>(en millions \$)</i>			
Produits	75	80	(5)
Coûts d'approvisionnement énergétique	8	6	2
Charges d'exploitation	14	15	(1)
Amortissement	10	11	(1)
Frais financiers	10	10	–
Impôts sur les bénéfices des sociétés	8	8	–
Part des actionnaires sans contrôle	1	3	(2)
Bénéfice	24	27	(3)

Bénéfice : Le bénéfice des activités non réglementées de Fortis Generation a diminué de 3 millions \$ en 2007 par rapport à celui de l'exercice précédent. La diminution tient principalement à la baisse de la production attribuable aux pluies moins abondantes, en partie contrebalancée par la hausse des prix de gros moyens de l'énergie en Ontario et la baisse des charges d'exploitation.

Ventes d'énergie : Les ventes d'énergie ont reculé de 81 GWh, ou 6,7 %, par rapport à celles de l'exercice précédent. Le recul est surtout imputable à la baisse de la production attribuable aux pluies moins abondantes dans la plupart des régions d'exploitation. Toutefois, les pluies de 2006 avaient été plus abondantes que la normale. Au Belize, la production de 2007 et de 2006 a été plus importante que prévu selon les précipitations moyennes historiques. La baisse des ventes d'énergie a été en partie contrebalancée par l'incidence d'un exercice complet d'exploitation de la centrale Dolgeville dans le nord de l'État de New York en 2007, alors qu'en 2006, il n'y avait eu que neuf mois d'exploitation à cause d'une interruption dans l'approvisionnement en eau attribuable à une inondation survenue pendant l'année.

Produits : Les produits de 2007 ont diminué de 5 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison d'une baisse de production, en partie contrebalancée par une hausse des prix de gros moyens de l'énergie en Ontario et le transfert d'une augmentation des coûts de l'approvisionnement énergétique dans la région centrale de Terre-Neuve.

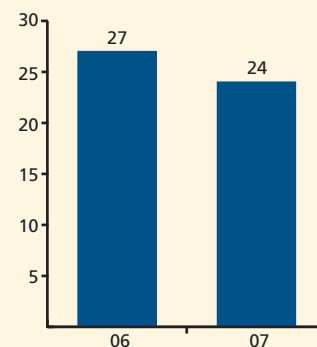
En 2007, le prix de gros moyen de l'énergie a été de 47,81 \$ par MWh en Ontario, contre 46,38 \$ à l'exercice précédent. L'augmentation des prix de gros moyens de l'énergie en Ontario s'est traduite par une hausse d'environ 1 million \$ du bénéfice 2007 par rapport à celui de l'exercice précédent.

Charges : Les charges d'exploitation de 2007 ont reculé de 1 million \$ par rapport à celles de l'exercice précédent, compte tenu du produit d'assurance reçu en 2007 et couvrant les coûts engagés à la fin de 2006 relatifs à l'inondation survenue à la centrale Dolgeville, ainsi que de la réaffectation de coûts des activités de production non réglementée en Ontario aux activités réglementées d'électricité en Ontario.

Perspectives : La construction de la centrale de production hydroélectrique de 18 MW à Vaca, sur la rivière Macal, au Belize, a commencé en 2007. L'exploitation de la centrale devrait commencer à la fin de 2009. L'apport de la centrale Vaca au bénéfice devrait contrebalancer en partie une perte de bénéfices à l'expiration, en 2009, du Niagara Exchange Agreement lié à la centrale Rankine en Ontario.

De plus amples informations sur la centrale hydroélectrique Vaca et un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2008 des autres services publics d'électricité non réglementés figurent à la rubrique « Programme de dépenses en immobilisations ».

Bénéfice des activités non réglementées de Fortis Generation (en millions \$)



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 \$)

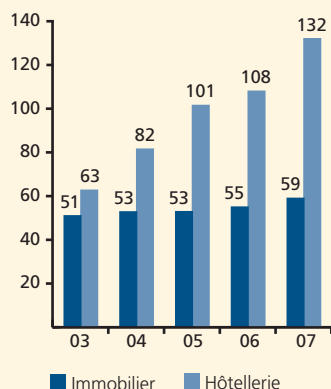
	2007	2006	Variation
Produits tirés de l'immobilier	59	55	4
Produits tirés de l'hôtellerie	132	108	24
Total des produits	191	163	28
Charges d'exploitation	123	105	18
Amortissement	14	12	2
Frais financiers	24	21	3
Gain à la cession de biens	–	(2)	2
Impôts sur les bénéfices des sociétés	6	8	(2)
Bénéfice	24	19	5

Bénéfice : Le bénéfice de Fortis Properties pour 2007 s'est accru de 5 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent. Compte non tenu d'un rajustement favorable de l'impôt sur les bénéfices des sociétés de 4 millions \$ en 2007 et d'un rajustement favorable des impôts sur les bénéfices des sociétés de 3 millions \$ et d'un gain à la vente du Days Inn Sydney en 2006, le bénéfice de 2007 a augmenté de 4 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent en raison de l'expansion des activités hôtelières dans l'Ouest canadien.

Le 1^{er} août 2007, Fortis Properties a fait l'acquisition du Delta Regina, en Saskatchewan, pour un montant d'environ 50 millions \$, incluant les coûts d'acquisition. Le Delta Regina comprend 274 chambres d'hôtel, le Saskatchewan Trade and Convention Centre, un édifice de bureaux commercial de catégorie A d'une superficie de 52 000 pieds carrés et un stationnement intérieur. Le 1^{er} novembre 2006, Fortis Properties a fait l'acquisition de quatre hôtels en Alberta et en Colombie-Britannique, pour un montant d'environ 52 millions \$, y compris les coûts d'acquisition et la dette prise en charge, augmentant du coup la capacité d'accueil de ses activités hôtelières de 454 chambres.

Produits : Les produits de la division immobilière ont progressé de 4 millions \$ en 2007 par rapport aux produits de l'exercice précédent, en raison de l'agrandissement du Centre Croix Bleue à Moncton, des produits tirés du Delta Regina pour les activités immobilières, et de la croissance qui s'est manifestée dans toutes les régions d'exploitation de la société. Le taux d'occupation de la division immobilière était de 96,8 % au 31 décembre 2007, en hausse comparativement à 94,9 % au 31 décembre 2006, du fait des contrats de location additionnels dans toutes les régions d'exploitation de la société.

Produits de Fortis Properties (en millions \$)



Les produits de la division hôtelière ont progressé de 24 millions \$ en 2007 par rapport à ceux de l'exercice précédent. De cette progression, une tranche de 23 millions \$ est attribuable à l'expansion des activités hôtelières de la société dans l'Ouest canadien, une autre tranche de 1 million \$ est attribuable à l'augmentation des produits tirés de l'agrandissement d'hôtels en Ontario et une autre tranche de 1 million \$ est attribuable à la hausse des produits tirés des activités hôtelières de la société dans le Canada atlantique. Les augmentations ont été contrebalancées en partie par l'incidence de l'élimination de produits par suite de la vente du Days Inn Sydney en juin 2006.

En 2007, le revenu par chambre disponible s'est établi à 79,31 \$ comparativement à 72,67 \$ en 2006. L'augmentation du revenu par chambre disponible découle principalement de l'acquisition, le 1^{er} novembre 2006, de quatre hôtels dans l'Ouest canadien, et du Delta Regina, le 1^{er} août 2007.

Charges : Les charges d'exploitation de 2007 ont augmenté de 18 millions \$ par rapport à celles de l'exercice précédent. L'augmentation est attribuable essentiellement à l'expansion des activités et aux pressions inflationnistes générales reliées aux activités hôtelières dans l'Ouest canadien et à l'agrandissement d'hôtels en Ontario et du Centre Croix Bleue. L'augmentation a été en partie contrebalancée par l'élimination de charges d'exploitation par suite de la vente du Days Inn Sydney en juin 2006.

Les frais financiers ont grimpé de 3 millions \$ en 2007 par rapport à ceux de l'exercice précédent, étant donné surtout les financements montés pour l'acquisition des quatre hôtels dans l'Ouest canadien le 1^{er} novembre 2006 et celle du Delta Regina, le 1^{er} août 2007.

En 2007, les impôts sur les bénéfices des sociétés ont diminué de 2 millions \$ comparativement à ceux de l'exercice précédent. Les impôts sur les bénéfices des sociétés de 2007 ont baissé sous l'effet d'un rajustement favorable de 4 millions \$ qui découle de l'entrée en vigueur des baisses des taux d'impôt fédéral futurs. Au cours de 2006, les impôts sur les bénéfices des sociétés ont été réduits d'environ 2 millions \$, en raison également des réductions des taux d'impôt fédéral futurs.

Perspectives : La division immobilière de Fortis Properties exploite des actifs principalement dans le Canada atlantique, et la majorité de ses propriétés sont situées dans de vastes marchés régionaux qui présentent une forte diversité économique. Les immeubles sont occupés par des locataires diversifiés en vertu de baux à long terme dont les dates d'échéance sont échelonnées, ce qui a pour effet de diminuer le risque de vacance. Cette division met l'accent sur une stratégie de renouvellement anticipé des baux.

La division hôtelière exerce actuellement ses activités dans huit 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 2008. 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.

Siège social et autres ¹⁾

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions \$)

	2007	2006	Variation
Total des produits	22	9	13
Charges d'exploitation	13	11	2
Amortissement	6	3	3
Frais financiers ²⁾	70	41	29
Gain de change	-	(2)	2
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés	(12)	(11)	(1)
Dividendes sur actions privilégiées	6	2	4
Charges nettes du secteur Siège social et autres	(61)	(35)	(26)

¹⁾ Comprend les activités non réglementées du siège social de Terasen et les résultats financiers de CWLP à compter du 17 mai 2007, date d'acquisition.

²⁾ Comprendent les dividendes sur les actions privilégiées classées comme passif à long terme.

Le secteur Siège social et autres permet de saisir les éléments de charges et de produits qui ne sont pas spécifiquement liés à un autre secteur isolable. Sont compris dans ce secteur des frais financiers, notamment les intérêts sur la dette engagée directement par Fortis et Terasen Inc., et les dividendes sur les actions privilégiées classées comme passif à long terme; les gains ou pertes de change; les dividendes sur les actions privilégiées classées comme capitaux propres; d'autres frais du siège social, incluant les coûts d'exploitation relatifs à Fortis et Terasen, déduction faite des recouvrements auprès de filiales; les intérêts créditeurs et produits divers, ainsi que les impôts sur les bénéfices des sociétés. Ce secteur inclut aussi les résultats financiers de CWLP. CWLP est une entreprise de services partagés non réglementée dans laquelle Terasen détient une participation de 30 %. En partenariat avec Enbridge Inc., CWLP offre des services de personne-ressource au service à la clientèle, de lecture des compteurs, de facturation, de crédit, de soutien et de perception aux sociétés Terasen Gas et à plusieurs autres petites tierces parties. Les résultats financiers de CWLP sont comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle.

Le montant net des charges du secteur Siège social et autres de 2007 s'est accru de 26 millions \$ par rapport aux charges de l'exercice précédent en raison des frais financiers liés à l'acquisition de Terasen.

Les produits ont progressé de 13 millions \$ en 2007 par rapport à ceux de l'exercice précédent. La progression est principalement attribuable à l'inclusion des produits de CWLP de 8 millions \$ à compter de la date d'acquisition, et à l'accroissement des intérêts créditeurs intersociétés en raison de la hausse des prêts intersociétés.

Les charges d'exploitation de 2007 ont grimpé de 2 millions \$ par rapport à celles de l'exercice précédent; toutefois, les charges d'exploitation de l'exercice précédent comprenaient des frais de développement des affaires de 1,7 million \$. Compte non tenu de cet élément, les charges d'exploitation de 2007 ont augmenté de presque 4 millions \$ par rapport à celles de l'exercice précédent, étant donné principalement les charges d'exploitation du siège social de Terasen et de CWLP.

La hausse des frais financiers par rapport à ceux de l'exercice précédent découle des frais financiers liés à l'acquisition de Terasen d'environ 25 millions \$ à compter de la date d'acquisition; des prélèvements accrus sur les facilités de crédit pour soutenir les activités générales du siège social; et des intérêts sur les débetures convertibles subordonnées non garanties d'un capital de 40 millions \$ US émises en novembre 2006 dans le but de financer, en partie, le placement additionnel dans Caribbean Utilities. Cette hausse a été partiellement contrebalancée par la baisse de l'incidence du change qui touche les paiements d'intérêts libellés en dollars américains.

Un gain de change d'environ 2 millions \$ (1,7 million \$ après impôts) sur une dette du siège social non couverte libellée en dollars américains avait été comptabilisé en 2006. Aucun gain de change similaire n'a été comptabilisé en 2007, toute la dette du siège social libellée en dollars américains ayant été désignée à titre de couverture des investissements étrangers nets de la Société libellés en dollars américains. En 2007, la totalité des gains et des pertes de change sur la dette du siège social libellée en dollars américains qui fait partie de relations de couverture efficaces ont été comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu.

Le recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés de 2007 a été plus élevé de 1 million \$ qu'à l'exercice précédent en raison de l'augmentation des charges du siège social déductibles aux fins fiscales, en partie contrebalancée par l'incidence sur les actifs d'impôts futurs de l'entrée en vigueur des baisses des taux d'impôt fédéral futurs.

L'augmentation des dividendes sur les actions privilégiées par rapport à l'exercice précédent est liée aux actions privilégiées de premier rang de série F émises le 28 septembre 2006.

En septembre 2007, Fortis a effectué un placement privé de billets de premier rang non garantis à 6,60 %, d'un capital de 200 millions \$ US, venant à échéance en septembre 2037. Le produit net a été affecté au refinancement de la dette sur les facilités de crédit existantes qui est liée à l'acquisition de Terasen et aux besoins généraux de la Société.

Faits saillants en matière de réglementation

La nature de la réglementation et un sommaire des principales décisions et applications réglementaires liées à chacun des secteurs de services publics réglementés de gaz et d'électricité de la Société sont présentés dans les tableaux qui suivent :

Nature de la réglementation

Services publics réglementés	Organisme de réglementation	Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires autorisés (%)	Rendements autorisés (%)			Caractéristiques de soutien
			2006	2007	2008	
			RCP			
TGI	BCUC	35	8,80	8,37	8,62	Coût des marchandises vendues ¹⁾ / RCP Mécanismes d'ÉTR jusqu'en 2009 : TGI : partage à parts égales du bénéfice supérieur ou inférieur au RCP autorisé.
TGVI	BCUC	40	9,50	9,07	9,32	TGVI : Retenue de la totalité du bénéfice provenant des charges d'exploitation et d'entretien moins élevées que prévu, mais aucun allègement à l'égard de la hausse des charges d'exploitation et d'entretien. Formule d'ajustement automatique du RCP fondée sur le rendement des obligations à long terme du Canada Année témoin future
FortisBC	BCUC	40	9,20	8,77	9,02	Coût des marchandises vendues / RCP Mécanisme d'ÉTR jusqu'en 2008, avec une option pour 2009 – partage à parts égales du bénéfice supérieur ou inférieur au RCP autorisé jusqu'à un RCP égal à 200 points de base de plus ou de moins que le RCP autorisé – excédent dans un compte de report. Formule d'ajustement automatique du RCP fondée sur le rendement des obligations à long terme du Canada Année témoin future
FortisAlberta	Alberta Energy and Utilities Board (« AEUB ») (jusqu'au 31 décembre 2007) Alberta Utilities Commission (« AUC ») (à compter du 1 ^{er} janvier 2008)	37	8,93	8,51	8,75	Coût des marchandises vendues / RCP Formule d'ajustement automatique du RCP fondée sur le rendement des obligations à long terme du Canada Année témoin future
Newfoundland Power	Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities (« PUB »)	45	9,24 +/- 50	8,60 +/- 50	8,95 +/- 50	Coût des marchandises vendues / RCP Formule d'ajustement automatique du rendement des capitaux propres fondée sur le rendement des obligations à long terme du Canada Année témoin future
Maritime Electric	IRAC	40	10,25	10,25	10,00	Coût des marchandises vendues / RCP Année témoin future
FortisOntario	CÉO (Canadian Niagara Power) Contrat de concession (Cornwall Electric)	50	9,00	9,00	9,00	Canadian Niagara Power – Coût des marchandises vendues / RCP Cornwall Electric – Prix plafond avec transfert du coût des marchandises Année témoin historique
			RAB			
Belize Electricity	Public Utilities Commission (« PUC »)	s.o.	10,00 – 15,00	10,00 – 15,00	10,00 – 15,00	Ententes de quatre ans à l'égard du coût des marchandises vendues et du RCP avec rendements fondés sur le marché Année témoin future
Caribbean Utilities	Electricity Regulatory Authority (avec prise d'effet en 2008 en vertu des nouvelles licences attendues)	s.o.	15,00	15,00	10,00 ²⁾	Coût des marchandises vendues / RCP Mécanisme d'ajustement du prix plafond fondé sur l'indice des prix à la consommation (en vigueur en 2008 en vertu des nouvelles licences de 20 ans attendues) Année témoin historique
Fortis Turks and Caicos	Les services publics déposent des documents annuels auprès de la Commission de l'énergie	s.o.	17,50	17,50	17,50	Coût des marchandises vendues / RAB Année témoin future

¹⁾ Coût du service

²⁾ Conformément aux nouvelles licences attendues

Principales décisions et demandes réglementaires

Services publics réglementés	Description sommaire
TGI et TGVI	<ul style="list-style-type: none"> En mars 2007, la BCUC a approuvé la prolongation des mécanismes d'ÉTR jusqu'en 2009 pour TGI et TGVI. En novembre 2007, TGVI a reçu une approbation conditionnelle de la BCUC visant la construction d'une installation de stockage de gaz naturel liquéfié de 1,5 milliard de pieds cubes sur l'île de Vancouver, pour un coût total estimatif s'établissant entre 175 millions \$ et 200 millions \$. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, la BCUC a approuvé divers tarifs pour TGI, y compris à l'égard du coût des activités médianes et des tarifs de livraison à la clientèle résidentielle dans plusieurs zones de desserte. La hausse du coût des activités médianes est transférée à la clientèle sans majoration. Les tarifs approuvés reflètent aussi l'incidence de la hausse du RCP autorisé pour 2008 à 8,62 %.
FortisBC	<ul style="list-style-type: none"> En décembre 2006, la BCUC a approuvé une augmentation de 1,2 % des tarifs facturés à la clientèle avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2007. En mars 2007, la BCUC a émis une ordonnance modifiant le traitement des frais financiers liés aux importants projets en immobilisations au cours de la période de construction, se traduisant par une augmentation additionnelle de 2,1 % des tarifs imposés à la clientèle en 2007, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2007. L'incidence de l'augmentation des tarifs d'électricité pour la période du 1^{er} janvier 2007 au 31 mars 2007 sera récupérée à même les tarifs facturés aux clients en 2008. Le montant à récupérer a été cumulé au cours du premier trimestre de 2007. Une demande préalable de besoins de revenus pour 2008 a été déposée le 1^{er} octobre 2007 et mise à jour par FortisBC le 1^{er} novembre 2007. En décembre 2007, la BCUC a approuvé un Accord de règlement négocié lié aux besoins de revenus pour 2008 se traduisant par une augmentation des tarifs de 2,9 %, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008. L'augmentation des tarifs découle principalement du vaste programme de dépenses en immobilisations de la société et de la hausse des coûts d'achat d'électricité attribuable à la croissance soutenue de la clientèle et de la demande en électricité. Les taux de 2008 reflètent un RCP propres autorisé de 9,02 %. L'Accord de règlement négocié approuvé par la BCUC comprenait des dépenses en immobilisations brutes mises à jour pour 2007 d'environ 147 millions \$ pour 2007 et de 132 millions \$ pour 2008. FortisBC a l'intention de déposer un plan d'immobilisations pour 2009 et 2010 et une demande de besoins de revenus pour 2009 auprès de la BCUC au deuxième semestre de 2008.
FortisAlberta	<ul style="list-style-type: none"> En juin 2006, l'Accord de règlement négocié pour 2006-2007 lié aux besoins de revenus pour 2006-2007 approuvé par l'AEUB prévoyait une augmentation du tarif de distribution de 0,7 % à partir du 1^{er} janvier 2007. L'AEUB a approuvé initialement les besoins de revenus de distribution pour 2007 en fonction d'un RCP autorisé de 8,93 %. Le RCP a été ramené à 8,51 % avec prise d'effet le 1^{er} 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 RCP autorisé. En raison de la baisse du RCP autorisé, FortisAlberta remboursera aux clients dans les tarifs de 2008 environ 1 million \$ des produits reçus à même les tarifs de base de 2007. En juin 2007, l'AEUB a approuvé la vente des montants figurant dans le compte de report des charges de l'AESO annuel. En septembre 2007, une tranche d'environ 28 millions \$ de charges du compte de charges reportées de l'AESO de 2006 a été vendue à une banque à charte canadienne pour une contrepartie au comptant d'environ 27 millions \$ et un montant à recevoir d'environ 1 million \$, exigible le 15 février 2009. En décembre 2007, une tranche d'environ 37 millions \$ de charges du compte de charges reportées de l'AESO de 2007 a été vendue à une banque à charte canadienne, pour une contrepartie au comptant d'environ 36 millions \$ et un montant à recevoir d'environ 1 million \$, exigible le 15 février 2010. En juin 2007, une demande de besoins de revenus pour 2008-2009 a été déposée, sollicitant une augmentation des tarifs de base de distribution de 8,5 %, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, et de 9,0 %, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009. En novembre 2007, un Accord de règlement négocié lié aux besoins de revenus pour 2008-2009 a été déposé. En décembre 2007, l'approbation de l'organisme de réglementation quant aux tarifs de distribution transitoires a été reçue, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008. En février 2008, l'approbation réglementaire a été reçue quant à l'Accord de règlement négocié portant sur les besoins de revenus pour 2008-2009, se traduisant par des augmentations des tarifs de base de distribution de 6,8 %, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, et de 7,3 %, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009. L'Accord de règlement négocié approuvé comprend des prévisions de dépenses en immobilisations brutes d'environ 264 millions \$ pour 2008 et de 296 millions \$ pour 2009, affectées principalement à la croissance de la clientèle et à l'amélioration de la fiabilité du réseau. Les besoins de revenus de 2008 compris dans l'Accord de règlement négocié pour 2008-2009 ont été établis en fonction du RCP autorisé pour 2007 de 8,51 %. L'incidence de l'augmentation du RCP pour 2008, qui a été porté à 8,75 %, est assujettie au traitement relatif au compte de report, de sorte que l'incidence sera constatée au fur et à mesure et devrait être récupérée à même les tarifs futurs imposés à la clientèle. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, FortisAlberta est réglementée par l'AUC en raison de la scission de l'AEUB en deux organismes de réglementation distincts.
Newfoundland Power	<ul style="list-style-type: none"> En 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^{er} janvier 2007. Cette augmentation découlait d'une modification du transfert des coûts de Newfoundland Hydro, justifiée par les coûts accrus de l'électricité achetée et la variation ainsi entraînée du tarif d'électricité de gros achetée, en partie contrebalancée par l'incidence d'une réduction du RCP autorisé de Newfoundland Power à 8,60 % avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2007. La modification du transfert des coûts de Newfoundland Hydro à la clientèle n'a eu aucune incidence sur le bénéfice de Newfoundland Power pour 2007. En avril 2007, le PUB a publié une ordonnance d'approbation finale de l'augmentation moyenne de 0,07 % des tarifs d'électricité imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2007. En décembre 2006, le PUB a approuvé une demande sollicitant l'amortissement de 2,7 millions \$ de produits non facturés non constatés en 2005 à titre de produits en 2007 afin d'atténuer l'incidence fiscale pour 2007 de l'adoption de la comptabilité d'exercice pour la constatation des produits, la récupération reportée de 5,8 millions \$ de la dotation aux amortissements d'immobilisations, montant identique à celui de 2006, et la récupération reportée de 1,8 million \$ associés au coût de l'énergie de remplacement devant être achetée pendant la remise en état de la centrale hydroélectrique Rattling Brook.

Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

Services publics réglementés	Description sommaire
Newfoundland Power (suite)	<ul style="list-style-type: none"> En septembre 2007, le PUB a approuvé le budget d'immobilisations de 2008 totalisant environ 51 millions \$. En décembre 2007, le PUB a approuvé l'Accord de règlement négocié lié à la demande tarifaire générale de 2008, se traduisant par une augmentation moyenne de 2,8 % des tarifs imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008. La hausse tarifaire s'explique en grande partie par l'augmentation de la dotation aux amortissements. La hausse tarifaire reflète un RCP autorisé de 8,95 % pour 2008. L'approbation, par le PUB, de l'Accord de règlement négocié se traduira aussi, entre autres, par i) l'amortissement de 7,2 millions \$ en 2008, et de 4,6 millions \$ annuellement en 2009 et en 2010, du solde résiduel de 16,4 millions \$ du passif initial des produits non facturés de décembre 2005, ii) l'amortissement d'environ 3,9 millions \$ annuellement en 2008, en 2009 et en 2010 de la dotation aux amortissements reportée antérieurement, iii) l'amortissement sur une période de trois à cinq ans de certains soldes réglementaires reportés, iv) de 2008 à 2010, le report des variations de la charge d'électricité achetée créées par les écarts entre le coût unitaire réel de l'énergie et le coût unitaire reflété dans les tarifs imposés à la clientèle qui sera récupéré ou remboursé dans les tarifs imposés à la clientèle au moyen du compte de stabilisation tarifaire de la société.
Maritime Electric	<ul style="list-style-type: none"> En octobre 2007, l'IRAC a approuvé des dépenses en immobilisations brutes pour 2008 d'environ 19 millions \$. En octobre 2007, une demande est déposée quant aux tarifs imposés à la clientèle pour la période du 1^{er} avril 2008 au 31 mars 2009, sollicitant une augmentation des tarifs de base de l'électricité de 1,8 %. En janvier 2008, l'IRAC approuve l'augmentation demandée de 1,8 % des tarifs de base de l'électricité, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008, et approuve un RCP maximal autorisé de 10,00 % pour 2008.
FortisOntario	<ul style="list-style-type: none"> En avril 2007, la CEO a approuvé une augmentation moyenne de 0,9 % des taux de distribution de l'électricité prenant effet le 1^{er} mai 2007, pour les activités à Fort Erie, Port Colborne et Gananoque. Les augmentations sont établies au moyen du mécanisme tarifaire incitatif prescrit par la CEO qui comporte une hausse de 1,9 % tenant compte de l'inflation, en partie contrebalancée par une baisse de 1 % à titre d'ajustement de productivité. En juillet 2007, la CEO approuve la récupération dans les tarifs imposés à la clientèle, comme demandé, d'environ 2 millions \$ de coûts extraordinaires engagés en raison de la tempête de neige survenue en octobre 2006. Les coûts extraordinaires, qui ont été reportés antérieurement, seront récupérés en grande partie sur une période de deux ans commençant en septembre 2007.
Belize Electricity	<ul style="list-style-type: none"> En juin 2007, la PUC a rendu sa décision finale à l'égard des tarifs pour la période du 1^{er} juillet 2007 au 30 juin 2008, approuvant les modifications de tarifs pour certaines catégories de clients tout en maintenant le tarif moyen de l'électricité à 0,441 \$ BZ le kWh. Dans sa décision finale, la PUC a retenu plusieurs recommandations faites par un spécialiste indépendant nommé par elle par la suite de l'opposition par Belize Electricity et le gouvernement du Belize à sa décision initiale concernant la demande tarifaire. Belize Electricity s'est opposée à la décision finale et en a appelé quant aux ajustements du coût de l'électricité, les cibles de pertes commerciales et les amendes associées aux objectifs cibles de fiabilité. En décembre 2007, des modifications apportées aux règlements <i>Electricity (Tariffs, Charges and Quality of Services Standards) Bylaws</i> touchant le processus d'établissement des tarifs pour Belize Electricity ont pris force de loi. Il en a résulté une méthode simplifiée d'établissement des tarifs permettant une meilleure stabilisation des tarifs. Les modifications ont résolu des questions pendantes portant sur la décision finale de la PUC datée de juin 2007, prenant effet le 1^{er} juillet 2007. Le tarif moyen de l'électricité de 0,441 \$ BZ le kWh demeure en vigueur pour la période du 1^{er} juillet 2007 au 30 juin 2008. La récupération du volet coût de l'énergie des tarifs est demeurée à 0,253 \$ BZ le kWh, alors que le volet valeur ajoutée des tarifs a augmenté de 0,006 \$ BZ le kWh, pour s'établir à 0,168 \$ BZ le kWh, et la composante des tarifs liée à la récupération des comptes de stabilisation tarifaire a été diminuée de 0,006 \$ BZ le kWh, pour s'établir à 0,020 \$ BZ le kWh.
Caribbean Utilities	<ul style="list-style-type: none"> En vertu de sa licence actuelle, Caribbean Utilities avait droit à une hausse tarifaire de 4,5 %, entrant en vigueur le 1^{er} août 2007, justifiée principalement par le coût associé à la dépréciation d'un système de turbine à vapeur, à la hausse des coûts d'exploitation et à l'investissement dans les immobilisations. L'augmentation du tarif de base non entrée en vigueur le 1^{er} août 2007, en raison d'un gel des tarifs de base de l'électricité au cours de la période d'application de la surcharge de récupération des coûts attribuables à l'ouragan Ivan (« SRC »), entre en vigueur. Un accord de principe a été conclu avec le gouvernement des îles Caïmans en décembre 2007 sur les modalités d'une nouvelle licence pour la production, devant être accordée initialement pour une durée d'un maximum de 25 ans, et d'une nouvelle licence exclusive pour le transport et la distribution, d'une durée de 20 ans, en vertu de nouveaux arrangements. L'accord de principe prévoit une libre concurrence pour la capacité de production future et la promotion générale des ressources renouvelables. Les nouvelles licences devraient être accordées au cours du premier semestre de 2008. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, en conséquence de l'accord de principe, les tarifs de base imposés à la clientèle ont été réduits de 3,25 %, la surcharge de récupération des coûts a été supprimée et un rabais de droits sur le carburant, financé par le gouvernement des îles Caïmans, a été mis en œuvre pour les consommateurs résidentiels consommant moins de 1 500 kWh par mois, rapportant des économies mensuelles moyennes pour les consommateurs résidentiels d'environ 15 %. La réduction de 3,25 % des taux de base se traduira par une baisse des produits annuels d'environ 2 millions \$ US. En outre, Caribbean Utilities a renoncé à des produits de 2,6 millions \$ US en 2008 par suite de l'élimination anticipée de la surcharge de récupération des coûts. Après la réduction initiale des tarifs de base, les tarifs imposés à la clientèle seront gelés jusqu'au 31 mai 2009 et assujettis à une révision annuelle par la suite. L'accord de principe comporte le remplacement du RAB autorisé actuel de 15 % par un tarif plafond et un mécanisme d'ajustement fondé sur les indices des prix à la consommation publiés. Les tarifs imposés à la clientèle seront maintenant établis d'après un RAB ciblé initial de 10 % à compter de 2008.

Situation financière consolidée

Le tableau suivant décrit les principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés de Fortis entre le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2006. Les principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés qui sont associés à la consolidation de Terasen au 31 décembre 2007 sont présentés séparément ci-dessous.

Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2006

(en millions \$)	Hausse attribuable à Terasen	Autre aug- mentation/ (diminution)	Explication
Trésorerie	18	(1)	L'autre diminution des liquidités n'est pas importante.
Débiteurs	349	–	La variation attribuable à Terasen comprend une augmentation de 129 millions \$ des débiteurs depuis la date d'acquisition, découlant d'une hausse des ventes en raison du caractère saisonnier de ses activités.
Actifs réglementaires – à long et à court terme	146	(5)	L'autre diminution des actifs réglementaires découle de la vente de la majeure partie du compte de report des charges de l'AESO de 2006 de FortisAlberta, en partie contrebalancée par une augmentation des coûts d'énergie reportés de Maritime Electric en raison de la progression des prix de l'énergie, et par le report de coûts liés à des avantages complémentaires de retraite à Newfoundland Power en sus des coûts passés en charges selon la comptabilité de trésorerie. La variation attribuable à Terasen englobe une hausse de 50 millions \$ des actifs réglementaires à partir de la date d'acquisition, attribuable à l'augmentation de la juste valeur de marché des swaps sur gaz, reportée dans un compte de stabilisation tarifaire.
Stocks de gaz, matières et fournitures	203	(3)	L'autre diminution des matières et des fournitures n'est pas importante. La variation attribuable à Terasen a entraîné une hausse de 108 millions \$ des stocks de gaz, matières et fournitures à compter de la date d'acquisition, découlant de l'injection saisonnière de gaz en stockage.
Charges reportées et autres actifs	27	(22)	L'autre diminution des charges reportées et autres actifs se rapporte au reclassement de frais financiers reportés de 21 millions \$ et de pertes reportées non amorties de 11 millions \$ liées à un swap de taux d'intérêt à terme antérieurement résilié, respectivement dans la dette à long terme et dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, à l'adoption de nouvelles normes comptables à l'égard des instruments financiers, des couvertures et du résultat étendu le 1 ^{er} janvier 2007. La diminution a été en partie contrebalancée par une augmentation de l'actif au titre des prestations constituées.
Actifs d'impôts futurs à long terme	18	12	L'autre augmentation des actifs d'impôts futurs est principalement liée à l'incidence fiscale des coûts associés à l'émission d'actions ordinaires au moment de la conversion des reçus de souscription le 17 mai 2007.
Immobilisations de services publics	2 841	306	L'autre augmentation des immobilisations de services publics résulte principalement de l'investissement de 670 millions \$ dans les réseaux électriques, partiellement contrebalancée par les apports des clients, l'amortissement pour la période de douze mois et l'incidence du taux de change sur la conversion des immobilisations de services publics libellées en dollars américains. La variation attribuable à Terasen comprend une hausse nette des immobilisations de services publics de 73 millions \$ depuis la date d'acquisition, qui se rapporte aux dépenses en immobilisations, après amortissement pour la période.
Biens productifs	–	50	L'augmentation des biens productifs tient principalement à l'acquisition du Delta Regina par Fortis Properties le 1 ^{er} août 2007.
Actifs incorporels, déduction faite de l'amortissement	9	(4)	L'autre diminution des actifs incorporels n'est pas importante. La variation des actifs incorporels attribuable à Terasen est surtout liée à la juste valeur des contrats de CWLP comptabilisés à l'acquisition dans le cadre de la répartition du prix d'achat, moins l'amortissement pour la période.
Écart d'acquisition	907	(24)	L'autre diminution de l'écart d'acquisition est liée principalement à l'écart de change découlant de la conversion d'écarts d'acquisition libellés en dollars américains.
Emprunts à court terme	376	1	L'autre augmentation des emprunts à court terme n'est pas importante. La variation attribuable à Terasen comprend une augmentation des emprunts à court terme de 100 millions \$ depuis la date d'acquisition, en grande partie en raison du caractère saisonnier des activités et de l'incidence des stocks de gaz accrus.

Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2006 (suite)

(en millions \$)	Hausse attribuable à Terasen	Autre augmentation / diminution	Explication
Créditeurs et charges à payer	409	51	L'autre augmentation des créditeurs et charges à payer est surtout liée à la hausse des montants à payer par FortisAlberta à l'AESO pour des coûts de transport et de transfert d'encaissements de clients, en plus de l'incidence de la hausse des dépenses en immobilisations. La variation attribuable à Terasen comprend une augmentation des créditeurs et charges à payer de 120 millions \$ depuis la date d'acquisition, qui découle de la hausse de la juste valeur de marché des swaps sur gaz et du calendrier des paiements.
Dividendes à verser	–	21	L'augmentation des dividendes à verser découle de l'augmentation des actions ordinaires en circulation en raison de l'émission de 5,17 millions d'actions ordinaires en janvier 2007 et de l'émission de 44,3 millions d'actions ordinaires en mai 2007, au moment de la clôture de l'acquisition de Terasen. La hausse est aussi imputable à une augmentation de 0,04 \$ du dividende trimestriel déclaré.
Impôts à payer	27	3	L'autre augmentation des impôts à payer n'est pas importante. À 64 millions \$ à la date de l'acquisition, les impôts à payer de Terasen ont baissé de 37 millions \$.
Crédits reportés	170	12	L'autre augmentation des crédits reportés est surtout attribuable à une hausse du passif au titre des avantages complémentaires de retraite à Newfoundland Power.
Passifs réglementaires à court et à long terme	32	1	L'autre augmentation des passifs réglementaires n'est pas importante.
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	2 077	339	<p>L'autre augmentation de la dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition découle de l'émission de titres de créance à long terme et de la hausse des prélèvements nets à même les facilités de crédit consenties. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par l'effet du remboursement anticipé du prêt à long terme de 28,5 millions \$ US à BECOL; la conversion de débetures convertibles subordonnées non garanties à 6,75 % et 5,5 % d'un capital de 9 millions \$ US de la Société; les remboursements réguliers sur la dette; le reclassement de 21 millions \$ dans les frais financiers reportés, déduction faite de l'amortissement au cours de la période, des charges reportées et des autres actifs, à l'adoption, le 1^{er} janvier 2007, des nouvelles normes comptables à l'égard des instruments financiers, des couvertures et du résultat étendu; et par l'effet du change à la conversion de la dette libellée en dollars américains.</p> <p>L'émission de titres de créance à long terme, principalement aux fins de remboursement des emprunts sur les facilités de crédit consenties et du financement des dépenses en immobilisations, comprend un placement en débetures de premier rang non garanties d'un capital de 110 millions \$ par FortisAlberta; une émission d'obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement d'un capital de 70 millions \$ par Newfoundland Power; un placement en débetures de premier rang non garanties d'un capital de 105 millions \$ par FortisBC; et une émission de billets non garantis d'un capital de 40 millions \$ US par Caribbean Utilities. De plus, des billets de premier rang non garantis totalisant 200 millions \$ US ont été émis par la Société, principalement aux fins du refinancement de la dette existante liée à l'acquisition de Terasen et pour répondre aux besoins généraux de la Société. TGI a aussi émis des débetures non garanties d'un capital de 250 millions \$ aux fins du remboursement d'une dette à long terme de 250 millions \$ qui est arrivée à échéance en octobre 2007.</p> <p>L'augmentation nette de 25 millions \$ des prélèvements sur les facilités de crédit consenties est attribuable aux prélèvements nets de 124 millions \$ par la Société, en partie contrebalancés par des réductions nettes de 76 millions \$ par FortisAlberta, 2 millions \$ par Newfoundland Power et 21 millions \$ par FortisBC.</p>
Part des actionnaires sans contrôle	–	(15)	La diminution de la part des actionnaires sans contrôle est liée principalement à l'effet du change à la conversion de montants de la part des actionnaires sans contrôle libellée en dollars américains.
Capitaux propres	–	1 325	L'augmentation des capitaux propres est principalement liée à l'émission d'actions ordinaires d'un capital de 1,12 milliard \$, déduction faite des frais après impôts, au moment de la conversion des reçus de souscription, visant à financer en grande partie le prix d'acquisition au comptant de Terasen, de 146 millions \$, déduction faite des frais après impôts, à l'émission d'actions ordinaires en janvier 2007, combinée au bénéfice net présenté pour l'exercice, déduction faite des dividendes sur actions ordinaires. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la hausse du cumul des autres éléments du résultat étendu découlant de l'écart de change attribuable à la conversion des investissements nets de la Société dans des filiales étrangères et d'un ajustement transitoire de 5 millions \$ du solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu à l'adoption, le 1 ^{er} janvier 2007, des nouvelles normes comptables à l'égard des instruments financiers, des couvertures et du résultat étendu.

Liquidités

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

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2007	2006	Variation
Trésorerie au début de l'exercice	41	33	8
Flux de trésorerie liés à ce qui suit :			
Activités d'exploitation	373	263	110
Activités d'investissement	(2 033)	(634)	(1 399)
Activités de financement	1 680	379	1 301
Incidence du change sur les soldes de trésorerie	(3)	–	(3)
Trésorerie à la fin de l'exercice	58	41	17

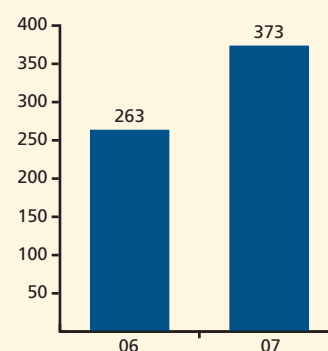
Activités d'exploitation : Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, après ajustements au fonds de roulement, pour 2007 sont en hausse de 110 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent. Cette hausse provient de FortisAlberta, de Caribbean Utilities et de FortisBC, et a été en partie contrebalancée par les flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation des sociétés Terasen Gas. La hausse des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de FortisAlberta découle de la vente de certains montants du compte de report des charges de l'AESO de la société; de l'incidence des remboursements d'impôts sur les bénéfices des sociétés reçus en 2007, comparativement à des paiements d'impôts en 2006; de l'incidence positive de modifications dans d'autres comptes de report réglementaires; et du calendrier des débiteurs et des créditeurs. L'augmentation attribuable à FortisBC est liée au calendrier des débiteurs et des créditeurs. Les fonds affectés aux activités d'exploitation des sociétés Terasen Gas reflètent la constitution de stocks de gaz et les débiteurs clients à compter de la date d'acquisition, en raison du caractère saisonnier des activités, de même que le calendrier de paiement des impôts sur les bénéfices des sociétés. La hausse des fonds provenant des activités d'exploitation de Caribbean Utilities est attribuable à la consolidation des résultats financiers de Caribbean Utilities par la Société avec un décalage de deux mois à compter du premier trimestre de 2007, en raison de l'augmentation de son investissement dans cette société en novembre 2006, dans laquelle elle détient à présent une participation majoritaire d'environ 54 %. En 2006, Caribbean Utilities avait été comptabilisée à la valeur de consolidation avec un décalage de deux mois.

Activités d'investissement : Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2007 ont monté d'environ 1,4 milliard \$ en comparaison de l'exercice précédent. Cette montée est attribuable essentiellement à l'acquisition de Terasen, le 17 mai 2007, pour un montant de 3,7 milliards \$, compte tenu de la prise en charge d'une dette d'environ 2,4 milliards \$. Cette acquisition a entraîné un paiement au comptant, incluant les coûts d'acquisition, d'approximativement 1,25 milliard \$, déduction faite de la trésorerie acquise. Le 1^{er} août 2007, Fortis Properties a acquis le Delta Regina pour un prix d'achat net au comptant d'environ 50 millions \$. Les activités d'acquisition d'entreprises en 2006 comprenaient l'acquisition de Fortis Turks and Caicos en août 2006, pour un prix d'achat net au comptant d'environ 76 millions \$, l'acquisition d'une participation additionnelle d'environ 16 % dans Caribbean Utilities, pour un prix d'achat net au comptant d'environ 53 millions \$, et l'acquisition par Fortis Properties de quatre hôtels en Alberta et en Colombie-Britannique, pour un prix d'achat net au comptant d'environ 40 millions \$. Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont aussi augmenté par rapport à ceux de l'exercice précédent par suite de l'accroissement des dépenses en immobilisations de services publics.

En 2007, les dépenses en immobilisations de services publics brutes se sont élevées à 790 millions \$, soit 307 millions \$ de plus qu'à l'exercice précédent. L'augmentation est principalement imputable aux dépenses en immobilisations engagées par les sociétés Terasen Gas, Fortis Turks and Caicos et Caribbean Utilities, aux dépenses en immobilisations plus importantes de FortisAlberta et de FortisBC, et au début des travaux de construction de la centrale de production hydroélectrique de 18 MW à Vaca, sur la rivière Macal, au Belize, au cours du deuxième trimestre de 2007. Les dépenses en immobilisations de services publics brutes ont aussi augmenté en raison de la remise en état de la centrale de production hydroélectrique Rattling Brook de Newfoundland Power au cours de 2007.

Les apports reçus aux fins d'aide à la construction en 2007 ont été supérieurs de 19 millions \$ par rapport à ceux reçus l'exercice précédent, et cette hausse est principalement liée aux sociétés Terasen Gas, de même qu'à des dépenses en immobilisations de services publics plus importantes engagées par FortisAlberta et FortisBC.

Flux de trésorerie d'exploitation (en millions \$)



Rapport de gestion

Activités de financement : Les fonds provenant des activités de financement en 2007 ont atteint 1,68 milliard \$, soit environ 1,3 milliard \$ de plus qu'à l'exercice précédent.

Le produit tiré des emprunts à court terme nets, qui ont été de 103 millions \$ en 2007, comprend des prélèvements nets de respectivement 100 millions \$, 11 millions \$, 6 millions \$, 5 millions \$ et 5 millions \$ effectués par Terasen, Maritime Electric, Fortis Inc., Fortis Turks and Caicos et Caribbean Utilities, en partie contrebalancés par le remboursement de 22 millions \$ d'emprunts à court terme nets par FortisBC à l'aide d'une partie du produit tiré de son émission de débentures de 105 millions \$ en juillet 2007.

Le tableau qui suit présente un sommaire du produit de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission, pour 2007 comparativement à l'exercice précédent :

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2007	2006	Variation
Emprunts en vertu de facilités de crédit consenties :			
FortisAlberta	105	136	(31)
FortisBC	19	21	(2)
Newfoundland Power	62	19	43
Siège social	417	136	281
	603	312	291
Émission de titres de créance à long terme, déduction faite des frais :			
TGI	250 ¹⁾	–	250
FortisAlberta	110 ²⁾	100 ³⁾	10
FortisBC	104 ⁴⁾	–	104
Newfoundland Power	70 ⁵⁾	–	70
Caribbean Utilities	48 ^{6) 7)}	–	48
Siège social	209 ⁸⁾	45 ⁹⁾	164
Divers	6	12	(6)
	797	157	640
Total	1 400	469	931

¹⁾ Émises en octobre 2007, débentures à moyen terme non garanties à 6,00 %, échéant en octobre 2037.

²⁾ Émises en janvier 2007, débentures de premier rang non garanties à 4,99 %, échéant en janvier 2047.

³⁾ Émises en avril 2006, débentures de premier rang non garanties à 5,40 %, échéant en avril 2036.

⁴⁾ Émises en juillet 2007, débentures de premier rang non garanties à 5,90 %, échéant en juillet 2047.

⁵⁾ Émises en août 2007, obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement à 5,901 %, échéant en août 2037.

⁶⁾ Émis en novembre 2007, billets de premier rang non garantis à 5,65 % d'un capital de 10 millions \$ US, échéant en juin 2022.

⁷⁾ Émis en juin 2007, billets de premier rang non garantis à 5,65 % d'un capital de 30 millions \$ US, échéant en juin 2022.

⁸⁾ Émis en septembre 2007, billets de premier rang non garantis à 6,60 % d'un capital de 200 millions \$ US, échéant en septembre 2037.

⁹⁾ Émises en novembre 2006, débentures convertibles subordonnées non garanties à 5,50 % d'un capital de 40 millions \$ US, échéant en novembre 2016.

Les emprunts en vertu des facilités de crédit consenties par FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power au cours de 2007 et de 2006 ont principalement été affectés à leurs programmes respectifs de dépenses en immobilisations.

Les prélèvements effectués en 2007 par la Société sur sa facilité de crédit consentie ont principalement été affectés au financement, de manière provisoire, du solde du prix d'achat au comptant de Terasen, y compris certains frais d'acquisition; au financement des frais d'émission d'actions ordinaires; au remboursement de certaines dettes prises en charge à l'acquisition de Terasen; au financement d'une tranche importante du prix d'achat au comptant du Delta Regina en août 2007; et aux activités générales du siège social. Les prélèvements de la Société sur ses facilités de crédit consenties en 2006 ont surtout été affectés au financement, en partie, de l'acquisition par Fortis Properties de quatre hôtels en Alberta et en Colombie-Britannique en novembre 2006; au financement, en partie, de l'acquisition d'une participation additionnelle d'environ 16 % dans Caribbean Utilities en novembre 2006; au financement de l'acquisition en août 2006 de Fortis Turks and Caicos; au financement d'une exigence de capitaux propres d'un des services publics d'électricité de la Société dans l'Ouest canadien; et aux besoins généraux de la Société.

Le produit net de l'émission par la Société de billets non garantis de 200 millions \$ US en septembre 2007 a été affecté au remboursement d'une dette contractée sur la facilité de crédit consentie de la Société dans le cadre de l'acquisition de Terasen et pour répondre aux besoins généraux de la Société. Le produit net de l'émission par la Société de débentures convertibles non garanties en 2006 d'un capital de 40 millions \$ US a été affecté au financement d'une partie de l'acquisition d'une participation additionnelle de 16 % dans Caribbean Utilities. La quasi-totalité du produit net des émissions de titres de créance à long terme de FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power en 2007 et en 2006 a été

affectée au remboursement d'une dette contractée en vertu de leurs facilités de crédit consenties respectives et pour répondre aux besoins généraux de la Société. Le produit net de l'émission par Caribbean Utilities de billets non garantis d'un capital de 40 millions \$ US en 2007 a été affecté au remboursement de la dette et au financement des dépenses en immobilisations. Le produit de l'émission par TGI de débentures non garanties d'un capital de 250 millions \$ en octobre 2007 a été affecté au refinancement d'une dette de 250 millions \$ qui venait à échéance en octobre 2007.

Le sommaire des remboursements de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition pour 2007 comparativement à 2006 est présenté dans le tableau qui suit :

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions \$)

	2007	2006	Variation
Remboursement des emprunts sur facilités de crédit consenties :			
FortisAlberta	181	97	84
FortisBC	40	–	40
Newfoundland Power	64	–	64
Siège social	293	72	221
	578	169	409
Remboursement de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition :			
TGI	250	–	250
Newfoundland Power	36	–	36
BECOL	28	–	28
Divers	49	28	21
	363	28	335
Total	941	197	744

Le remboursement des prélèvements effectués par FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power sur leurs facilités de crédit consenties en 2007 et en 2006 a été financé au moyen d'une partie du produit de diverses émissions de titres de créance à long terme, décrites plus haut, ainsi qu'au moyen du produit de la vente du compte de report des charges de l'AESO de 2006 de FortisAlberta. En 2007, le remboursement net des prélèvements effectués par la Société sur sa facilité de crédit consentie à long terme a été financé au moyen d'une partie du produit de l'émission de 5,17 millions d'actions ordinaires en janvier 2007 ainsi qu'au moyen du produit de l'émission de billets non garantis d'un capital de 200 millions \$ US en septembre 2007. En 2006, le remboursement net des prélèvements effectués par la Société sur sa facilité de crédit consentie avait été financé au moyen d'une partie du produit d'un placement d'actions privilégiées de 125 millions \$ (121 millions \$, déduction faite des frais) en septembre 2006. Le remboursement par TGI de la tranche de sa dette à long terme arrivant à échéance en octobre 2007 a été financé à l'aide du produit de l'émission de débentures non garanties à 6,00 % d'un capital de 250 millions \$. Le remboursement par Newfoundland Power de la tranche de sa dette à long terme arrivant à échéance en 2007 a été financé au moyen d'une partie du produit partiel des obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement à 5,901 % d'un capital de 70 millions \$ de la société émises en août 2007. En novembre 2007, le prêt à terme de BECOL a été remboursé en totalité.

Le produit net tiré de l'émission d'actions ordinaires en vertu des régimes d'achat d'actions et d'options sur actions de la Société en 2007 s'est établi à 23 millions \$, contre 15 millions \$ à l'exercice précédent. De plus, le 17 mai 2007, la Société a fait un appel public à l'épargne visant à émettre 44,3 millions d'actions ordinaires, pour un produit brut d'environ 1,15 milliard \$ (1,1 milliard \$, déduction faite des frais) au moment de la conversion des reçus de souscription émis initialement en mars 2007, destinées à financer une grande partie du prix d'achat net au comptant de Terasen. En janvier 2007, 5,17 millions d'actions ordinaires ont aussi été émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne, pour un produit brut d'environ 150 millions \$ (143 millions \$, déduction faite des frais). Une tranche importante du produit net tiré de l'émission d'actions ordinaires en janvier 2007 a été affectée au remboursement d'environ 84 millions \$ de la dette existante contractée en vertu des facilités de crédit consenties de la Société. Le reste du produit net a servi à financer les besoins en capitaux propres des services publics réglementés d'électricité de la Société dans l'Ouest canadien, pour soutenir leurs programmes respectifs de dépenses en immobilisations et pour répondre aux besoins généraux de la Société.

Les dividendes sur actions ordinaires se sont établis à 128 millions \$ pour 2007, en hausse de 55 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Cette hausse est attribuable à un plus grand nombre d'actions ordinaires en circulation, ce qui s'explique principalement par l'émission d'actions ordinaires effectuée dans le cadre de l'acquisition de Terasen, par l'émission de 5,17 millions d'actions ordinaires en janvier 2007 et par le montant plus élevé du dividende versé sur chaque action ordinaire comparativement en 2006.

L'augmentation de 4 millions \$ des dividendes sur actions privilégiées par rapport à l'exercice précédent est liée aux actions privilégiées qui ont été émises en septembre 2006.

Rapport de gestion

Obligations contractuelles : Le tableau suivant présente, au 31 décembre 2007, 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
Dettes à long terme ¹⁾	5 057	433	412	623	3 589
Poste de transformation Brilliant (« PTB ») ²⁾	66	3	5	5	53
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz ³⁾	537	515	22	–	–
Obligations liées aux contrats d'achat d'électricité					
FortisBC ⁴⁾	2 856	40	74	76	2 666
FortisOntario ⁵⁾	286	21	43	45	177
Maritime Electric ⁶⁾	7	7	–	–	–
Belize Electricity ⁷⁾	15	2	2	2	9
Coût en capital ⁸⁾	402	14	34	39	315
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés ⁹⁾	66	4	8	6	48
Location de bureaux – FortisBC ¹⁰⁾	20	1	2	2	15
Obligations liées aux contrats de location-exploitation ¹¹⁾	176	20	33	30	93
Divers	25	6	10	9	–
Total	9 513	1 066	645	837	6 965

¹⁾ Au cours des exercices antérieurs, TGVI a bénéficié de prêts sans intérêt du gouvernement fédéral et du gouvernement provincial, de respectivement 50 millions \$ et 25 millions \$, pour la construction et l'exploitation du pipeline de gaz naturel de l'île de Vancouver. Tel qu'il a été approuvé par la BCUC, ces prêts ont été comptabilisés en tant que subventions gouvernementales et portés en réduction des montants constatés comme immobilisations de services publics. Ces prêts gouvernementaux sont remboursables au cours de tout exercice antérieur à 2012 dans certaines circonstances et à condition que TGVI soit en mesure d'obtenir un financement par dette subordonnée non gouvernemental à des conditions commerciales raisonnables. À mesure que les prêts seront remboursés et remplacés par des prêts non gouvernementaux, les immobilisations de services publics et la dette à long terme augmenteront en conformité avec la structure du capital approuvée de TGVI, tout comme la base tarifaire de TGVI employée pour établir les tarifs. Les critères de remboursement ont été respectés en 2007, et TGVI devrait rembourser environ 6 millions \$ des prêts en 2008. Au 31 décembre 2007, le solde des prêts gouvernementaux s'établissait à 67 millions \$, dont environ 6 millions \$ classés comme tranche à moins d'un an de la dette à long terme. Les obligations de remboursement des prêts gouvernementaux après 2009 ne sont pas incluses dans le tableau des obligations contractuelles ci-dessus puisque le montant et le calendrier des remboursements sont déterminés d'après la tranche récupérable du compte de report de l'insuffisance des revenus de TGVI qui doit être approuvée chaque année par la BCUC et d'après la capacité de TGVI de remplacer les prêts gouvernementaux par un financement par dette subordonnée non gouvernemental à des conditions commerciales raisonnables.

²⁾ Le 15 juillet 2003, FortisBC a entrepris l'exploitation du PTB en vertu d'une entente qui expirera 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). Le PTB est une propriété commune de CPC et de CBT et est utilisé par la société en son nom et au nom de CPC et de CBT. L'entente prévoit que FortisBC paiera à CPC et à CBT une charge liée à la récupération du coût en capital du PTB et des frais d'exploitation connexes.

³⁾ Les obligations liées aux contrats d'achat de gaz se rapportent à divers contrats d'achat de gaz des sociétés Terasen Gas. Ces obligations sont basées sur les prix du marché, lesquels varient en fonction des indices des prix du gaz naturel. Les montants indiqués reflètent les prix des indices qui étaient en vigueur au 31 décembre 2007.

⁴⁾ Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC comprennent le contrat d'achat d'électricité Brilliant (« le contrat BPPA ») ainsi que le contrat d'achat d'électricité conclu avec BC Hydro. Le 3 mai 1996, la BCUC a autorisé un contrat BPPA de 60 ans visant la production de la centrale hydroélectrique Brilliant, située près de Castlegar, en Colombie-Britannique. Le contrat BPPA exige des versements fondés sur les frais d'exploitation et d'entretien et un rendement du capital pour la centrale, en contrepartie de l'achat ferme de quantités précises d'électricité liées au débit naturel. Le contrat BPPA prévoit également un ajustement au prix du marché après 30 des 60 années de la durée du contrat. Le contrat d'achat d'électricité conclu avec BC Hydro, qui expirera en 2013, prévoit la fourniture 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.

- ⁵⁾ Les obligations d'achat d'électricité de FortisOntario comprennent principalement un contrat d'achat 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 la fourniture d'environ 237 GWh d'énergie par année et jusqu'à 45 MW de capacité en tout temps. Le contrat, qui expirera le 31 décembre 2019, prévoit la fourniture 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 d'achat ferme fournit de l'énergie selon les besoins, mais entraîne une facturation de 0,14 million \$ par mois pour une puissance de 100 MW.
- ⁶⁾ Maritime Electric détient un contrat d'achat ferme avec Énergie NB pour l'achat d'énergie ou de capacité. Ce contrat s'élève à environ 7 millions \$ et expirera le 31 mars 2008.
- ⁷⁾ 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, qui a commencé en février 2007, visant la fourniture d'une capacité de 3 MW, et un contrat d'achat d'électricité de deux ans conclu par Belize Electricity et la Comisión Federal de Electricidad du Mexique, échéant en août 2008, visant la fourniture 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 »), devant commencer au milieu de 2009, prévoyant la fourniture d'environ 14 MW de capacité. 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.
- ⁸⁾ 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 électrique 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.
- ⁹⁾ FortisAlberta et une entreprise albertaine de services de transport d'électricité ont conclu une entente d'interconnexion du réseau de transport de cette entreprise et du 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 connectée à ce réseau de transport. En raison de la durée illimitée de l'entente, le calcul des paiements futurs après 2012 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 signé un certain nombre de contrats de service afin d'assurer des efficacités opérationnelles par une exploitation coordonnée. Les contrats comportent des modalités d'expiration minimales de cinq ans à compter du 1^{er} septembre 2005 et sont assujettis à reconduction de gré à gré.
- ¹⁰⁾ En vertu d'un contrat de cession-bail conclu 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. En vertu du contrat, FortisBC a des options de rachat vers la 20^e année et la 28^e année du bail.
- ¹¹⁾ Les obligations liées aux contrats de location-exploitation portent sur la location de bureaux, d'entrepôts, d'actifs de transport et de distribution de gaz naturel, 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, soit les services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité, requiert l'accès constant à des sources de capitaux afin de financer l'entretien et l'expansion de ses réseaux. Afin de préserver cet accès aux sources de capitaux, la Société vise à maintenir une structure du capital à long terme composée environ de 40 % de capitaux propres, y compris les actions privilégiées, et de 60 % de titres d'emprunt, ainsi que des notes de crédit propres à attirer les investisseurs. La structure du capital de la Société est la suivante :

	31 décembre 2007		31 décembre 2006	
	(en millions \$)	(%)	(en millions \$)	(%)
Total de la dette et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (déduction faite de la trésorerie) ¹⁾	5 476	64,3	2 700	61,1
Actions privilégiées ²⁾	442	5,2	442	10,0
Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires	2 601	30,5	1 276	28,9
Total	8 519	100,0	4 418	100,0

¹⁾ Comprend la dette à long terme, incluant la tranche échéant à moins d'un an, et les emprunts à court terme, déduction faite de la trésorerie.

²⁾ Comprend les actions privilégiées classées tant comme passifs à long terme que comme capitaux propres.

Rapport de gestion

La modification de la structure du capital de 2007 découle de l'émission de 5,17 millions d'actions ordinaires en janvier 2007, pour un produit net après impôts d'environ 146 millions \$; de l'émission de 44,3 millions d'actions ordinaires en mai 2007, pour un produit net après impôts de 1,12 milliard \$; de la dette consolidée de 2,4 milliards \$ prise en charge à l'acquisition de Terasen; d'un emprunt supplémentaire contracté pour financer une partie du prix d'achat net au comptant de Terasen; et de la dette contractée par les filiales pour financer leurs programmes de dépenses en immobilisations. La structure de capital reflète également le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires, déduction faite des dividendes sur actions ordinaires, de 65 millions \$ en 2007 et l'augmentation de 37 millions \$ du cumul des autres éléments du résultat étendu en 2007.

Le 19 juin 2007, S&P a relevé la note de crédit à long terme de Fortis, la faisant passer de « BBB+ » à « A- », et la note de crédit de la dette non garantie de Fortis, la faisant passer de « BBB » à « A- ». Cette révision des notes de crédit tient compte du fait que Fortis s'est davantage diversifiée, grâce à l'acquisition de Terasen; à ses entités autonomes et à la séparation financière de chaque filiale réglementée de Fortis; à l'engagement de la direction à contenir l'endettement de la société de portefeuille; aux efforts constants de Fortis pour se porter acquéreur d'entreprises de services publics réglementés stables; et au succès de FortisAlberta et de FortisBC dans la mise en œuvre de leurs importants programmes d'immobilisations.

Les notes de crédit de la Société s'établissent comme suit :

S&P	A- (note de crédit à long terme de la Société et des titres de créance non garantis)
DBRS	BBB (élevé) (note de crédit des titres de créance non garantis)

Programme de dépenses en immobilisations : Les services réglementés de distribution de gaz et d'électricité, qui constituent les principales activités de la Société, se caractérisent par de grands besoins de capitaux. Les dépenses en immobilisations affectées à l'infrastructure sont nécessaires pour assurer le rendement continu et amélioré, ainsi que la fiabilité et la sécurité des réseaux gaziers et électriques, de même que pour suivre 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 2007, des charges d'environ 87 millions \$ ont été engagées pour l'entretien et les réparations, comparativement à environ 59 millions \$ en 2006. L'augmentation par rapport à l'exercice précédent tient à l'inclusion des sociétés Terasen Gas dans les résultats financiers de la Société à compter du 17 mai 2007, date d'acquisition, à l'incidence de la consolidation des résultats financiers de Caribbean Utilities en 2007 et au premier exercice complet de propriété de Fortis Turks and Caicos.

En 2007, les dépenses en immobilisations brutes de services publics consolidées de Fortis se sont établies à 790 millions \$ et ont ainsi dépassé de 180 millions \$ l'estimation de 610 millions \$ présentée au 31 décembre 2006. L'augmentation est attribuable aux sociétés Terasen Gas et à FortisAlberta. Les sociétés Terasen Gas ont dépensé environ 120 millions \$ à compter de la date d'acquisition. L'augmentation des dépenses en immobilisations attribuable à FortisAlberta découle de l'augmentation de la charge et par l'inflation, et a été incluse dans la demande de besoins en revenus de FortisAlberta pour 2008-2009.

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

Dépenses en immobilisations brutes de services publics

Exercice terminé le 31 décembre 2007

(en millions \$)	Sociétés Terasen Gas ¹⁾	Fortis Alberta ¹⁾²⁾	Fortis BC ¹⁾	Newfoundland Power ¹⁾	Autres services publics régle- mentés au Canada ¹⁾	Total – Services publics régle- mentés au Canada	Services publics régle- mentés dans les Caraïbes	Activités non régle- mentées	Total ³⁾
Production	–	–	21	20	3	44	33	17	94
Transport	50	–	67	5	5	127	9	–	136
Distribution	62	202	38	39	27	368	43	1	412
Installations, matériel, véhicules et divers	5	63	14	4	2	88	19	4	111
Technologie de l'information	3	20	7	4	1	35	2	–	37
Total	120	285	147	72	38	662	106	22	790

¹⁾ Les dépenses en immobilisations brutes de services publics comprennent les coûts d'enlèvement et de remise en état des lieux qui sont admissibles dans la base tarifaire.

²⁾ Compte non tenu du paiement de 2 millions \$ versé à l'AESO au titre de l'investissement dans les installations de transport.

³⁾ Comprend les dépenses liées aux actifs en construction.

Les dépenses en immobilisations brutes de services publics consolidées pour 2008 devraient se chiffrer à environ 890 millions \$. Les dépenses en immobilisations prévues sont fondées sur des projections détaillées de la demande de la clientèle, des conditions climatiques et du coût de la main-d'œuvre et du matériel, ainsi que sur d'autres facteurs qui pourraient varier et entraîner un écart entre les dépenses réelles et les dépenses prévues.

Le tableau qui suit présente un sommaire des dépenses en immobilisations brutes de services publics prévues pour 2008 par secteur et catégorie d'actifs.

Dépenses en immobilisations brutes de services publics prévues

Exercice se terminant le 31 décembre 2008

(en millions \$)	Sociétés Terasen Gas ¹⁾	Fortis Alberta ²⁾	Fortis BC ¹⁾	Newfoundland Power ¹⁾	Autres services publics régle- mentés au Canada ¹⁾	Total – Services publics régle- mentés au Canada	Services publics régle- mentés dans les Caraïbes	Activités non régle- mentées	Total ³⁾
Production	–	–	17	4	3	24	25	32	81
Transport	107	–	75	6	6	194	13	–	207
Distribution	125	196	31	36	24	412	55	1	468
Installations, matériel, véhicules et divers	5	51	8	3	2	69	7	15	91
Technologie de l'information	13	17	5	4	3	42	1	–	43
Total	250	264	136	53	38	741	101	48	890

¹⁾ Les dépenses en immobilisations brutes de services publics comprennent les coûts d'enlèvement et de remise en état des lieux qui sont admissibles dans la base tarifaire.

²⁾ Compte non tenu du paiement prévu de 22 millions \$ devant être versé à l'AESO au titre de l'investissement dans les installations de transport.

³⁾ Comprend les dépenses liées aux actifs en construction.

La répartition en pourcentage des dépenses en immobilisations brutes de services publics réelles pour 2007 et prévues en 2008 entre la croissance, le maintien et les autres utilisations est la suivante :

Exercices terminés les 31 décembre

(%)	Réel 2007	Prévision 2008
Croissance	46	50
Maintien ¹⁾	35	35
Autres utilisations ²⁾	19	15
Total	100	100

¹⁾ Dépenses en immobilisations nécessaires au maintien du rendement continu et amélioré, de la fiabilité et de la sécurité des actifs de production, de transport et de distribution.

²⁾ Dépenses liées aux installations, au matériel, aux véhicules, aux systèmes de technologie de l'information et autres actifs.

Rapport de gestion

Un sommaire des principaux projets de dépenses en immobilisations de services publics est présenté dans le tableau qui suit.

<i>(en millions \$)</i>		Réel	Prévision	Coûts	Année
Service public	Nature du projet	2007	2008	d'achèvement après 2008	prévue d'achèvement
Sociétés	Installation de stockage de gaz naturel liquéfié –				
Terasen Gas	Île de Vancouver	–	50	125–150	2011
	Pipeline de Squamish à Whistler	16 ¹⁾	11	1	2008/2009
	Station de compression de Texada Island	10 ¹⁾	–	–	2007
	Remplacement du système à basse pression de Vancouver	5 ¹⁾	6	–	2008
FortisAlberta	Nouvelle installation à Airdrie	21	8	–	2008
	Infrastructure de comptage automatisé	7	24	80	2010
FortisBC	Sous-stations nouvelles et mises à niveau et				
	lignes de transport connexes	49	13	–	2008
	Programme de mise à niveau et de prolongement				
	de durée de vie des actifs de production	20	16	46	2011
Newfoundland	Remise en état de la centrale hydroélectrique				
Power	Rattling Brook	17	–	–	2007
Caribbean Utilities	Nouvelle unité de production au diesel de 16 MW	20	–	–	2007
Activités non					
réglementées –	Centrale de production hydroélectrique de 18 MW				
Fortis Generation	à Vaca, au Belize	14	30	13	2009

¹⁾ Dépenses en immobilisations à compter du 17 mai 2007, date d'acquisition.

En 2008, TGVI devrait engager 50 millions \$ dans la construction d'une nouvelle installation de stockage de liquides de gaz naturel de 1,5 milliard de pieds cubes sur l'île de Vancouver pour répondre aux demandes actuelle et future de gaz. L'installation devrait être achevée d'ici 2011, à un coût total d'environ 175 millions \$ à 200 millions \$. Elle permettra aussi une utilisation plus efficace des réseaux pipeliniers existants de TGI et améliorera la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement pendant les interruptions prévues ou imprévues des réseaux ou dans les périodes de forte demande. En novembre 2007, TGVI a reçu l'approbation conditionnelle de la BCUC pour la construction de l'installation. La construction devrait commencer en avril 2008 et l'installation devrait être mise en service d'ici la fin de 2011. En 2007, un montant d'environ 16 millions \$ a été investi dans le prolongement du réseau pipelinier de TGI jusqu'à Whistler qui a inclus la construction d'un pipeline latéral de 50 kilomètres entre Squamish et Whistler. Le prolongement est nécessaire pour la conversion au gaz naturel du réseau souterrain de distribution de propane de TGWI. Le total estimatif du coût en capital du projet est d'environ 40 millions \$, y compris les montants engagés avant 2007 et les montants dans les comptes de report réglementés liés à la conversion du pipeline.

Environ 405 000 sites de clients de FortisAlberta verront leurs compteurs traditionnels remplacés par une nouvelle technologie d'infrastructure de comptage automatisée. Cette technologie permettra le relevé à distance des données des compteurs et permettra aux détaillants d'obtenir un relevé plus précis de la consommation de la clientèle du fait d'une lecture de l'utilisation réelle plutôt que de l'utilisation estimée. Ce changement de technologie améliorera l'exactitude des factures, augmentera la satisfaction de la clientèle, réduira les demandes d'explications de la clientèle et diminuera de manière importante les charges d'exploitation liées à la lecture manuelle des compteurs actuels. En 2008, FortisAlberta devrait engager 24 millions \$ dans la technologie de comptage automatisé, qui devrait être mise en place en totalité d'ici 2010 à un coût en capital estimatif d'environ 111 millions \$ pendant une période de quatre ans.

En 2007, FortisBC a commencé la construction d'un certain nombre de nouvelles sous-stations et des lignes de transport connexes. Le total des dépenses en immobilisations pour ces projets en 2007 s'est établi à 49 millions \$, et 13 millions \$ devraient être dépensés en 2008.

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. Environ 20 millions \$ ont été dépensés pour le programme en 2007, et 62 millions \$ de plus devraient être dépensés de 2008 à 2011.

En mai 2007, BECOL a obtenu toutes les approbations principales pour la construction à Vaca, sur la rivière Macal, au Belize, d'une centrale hydroélectrique de 18 MW au coût estimatif de 57 millions \$ (53 millions \$ US). En 2008, BECOL devrait engager 30 millions \$ (28 millions \$ US) pour la construction de cette centrale. Belize Electricity a signé un contrat de 50 ans avec BECOL visant l'achat de l'énergie qui sera générée par la centrale Vaca, dont la production devrait débuter à la fin de 2009. La centrale est en aval des centrales hydroélectriques Chalillo et Mollejon et devrait accroître la production annuelle moyenne d'énergie de la rivière Macal d'environ 80 GWh, la portant à 240 GWh. En supposant des conditions hydrologiques normales, la centrale Vaca devrait contribuer immédiatement à la hausse du bénéfice par action ordinaire de Fortis dès sa mise en service à la fin de 2009.

En 2007, les dépenses en immobilisations liées aux biens productifs ont totalisé environ 13 millions \$. En outre, Fortis Properties a acquis le Delta Regina pour environ 50 millions \$. Fortis Properties prévoit engager environ 11 millions \$ dans des projets d'immobilisations en 2008.

Fortis prévoit que des dépenses en immobilisations brutes de services publics d'électricité de plus de 3 milliards \$ seront engagées au cours des cinq prochains exercices, surtout par FortisAlberta, FortisBC et les services publics réglementés et non réglementés d'électricité de la Société dans les Caraïbes. Fortis prévoit que les dépenses en immobilisations brutes de services publics de gaz au cours des cinq prochains exercices dépasseront 1 milliard \$.

Les flux de trésorerie nécessaires à l'achèvement des programmes d'immobilisations prévus devraient provenir d'une combinaison d'emprunts à long et à court terme, des flux de trésorerie internes et d'émissions d'actions ordinaires et privilégiées. Fortis ne prévoit n'avoir aucune difficulté à obtenir les fonds nécessaires à des conditions de marché raisonnables.

Flux de trésorerie : La capacité de la Société d'assurer le service de sa dette ainsi que de verser des dividendes sur ses actions ordinaires et privilégiées dépend 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.

Au 31 décembre 2007, la Société et ses filiales avaient des marges de crédit consolidées autorisées de 2,2 milliards \$, dont une tranche de 1,1 milliard \$ demeurait inutilisée. Le sommaire qui suit présente les facilités de crédit de la Société et de ses filiales.

Facilités de crédit

<i>(en millions \$)</i>	Siège social et autres	Services publics réglementés	Fortis Properties	Total au 31 décembre 2007	Total au 31 décembre 2006
Total des facilités de crédit	715	1 506	13	2 234	952
Facilités de crédit utilisées					
Emprunts à court terme	(6)	(468)	(1)	(475)	(98)
Dette à long terme	(208)	(322)	–	(530)	(235)
Lettres de crédit en cours	(55)	(103)	(1)	(159)	(72)
Facilités de crédit disponibles	446	613	11	1 070	547

Aux 31 décembre 2007 et 2006, 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 consenties 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.

Les modifications importantes du total des facilités de crédit entre le 31 décembre 2006 et le 31 décembre 2007 sont décrites ci-après.

Siège social et autres

Au 31 décembre 2007, Terasen Inc. avait une facilité de crédit renouvelable non garantie consentie de 100 millions \$ venant à échéance en mai 2009. Cette facilité de crédit, qui s'établissait à 180 millions \$ en juillet 2007, est disponible pour répondre aux besoins généraux de la Société. Les lettres de crédit en cours de Terasen Inc. comprenaient 55 millions \$ liés à son ancienne entreprise de transport de pétrole, garantis par une lettre de crédit fournie par l'ancienne société mère de Terasen Inc.

Le 14 mai 2007, Fortis a résilié sa facilité de crédit renouvelable non garantie consentie de 50 millions \$ et a renégocié et modifié sa facilité de crédit non garantie consentie de 250 millions \$, reportant l'échéance à mai 2012 et portant le montant disponible à 500 millions \$ avec la possibilité, au gré de la Société, de le porter à un total de 600 millions \$. Au cours du quatrième trimestre de 2007, la Société a fait porter sa facilité de crédit à 600 millions \$, conformément à ses modalités correspondantes.

Services publics réglementés

Au 31 décembre 2007, TGI avait une facilité de crédit renouvelable non garantie consentie de 500 millions \$. En août 2007, la facilité a été renégociée à des modalités similaires et prolongée jusqu'en août 2012. Au 31 décembre 2007, TGI avait une facilité de crédit renouvelable non garantie consentie de 350 millions \$ venant à échéance en janvier 2011. Ces facilités sont utilisées pour financer les besoins de fonds de roulement et les dépenses en immobilisations et pour les besoins généraux de la Société. En outre, TGI détenait une facilité de crédit subordonnée consentie, non renouvelable et non garantie, de 20 millions \$, venant à échéance en janvier 2013. Cette facilité de crédit ne peut être utilisée que pour le refinancement des remboursements annuels à l'égard des apports gouvernementaux non porteurs d'intérêts.

En mai 2007, FortisAlberta a résilié l'une de ses facilités de crédit à vue non garanties de 10 millions \$ et reporté de mai 2010 à mai 2012 la date d'échéance de sa facilité de crédit non garantie consentie de 200 millions \$.

En mai 2007, FortisBC a renégocié et modifié sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 150 millions \$, réattribuant les montants disponibles entre la tranche de 364 jours et la tranche de trois ans de la facilité, et repoussant la date d'échéance de la facilité de trois ans, de mai 2008 à mai 2010. En outre, la société a la capacité d'augmenter le montant de la facilité de crédit à un total de 200 millions \$, sous réserve de l'approbation de la banque.

Le 27 novembre 2006, Caribbean Utilities a renégocié ses facilités de crédit, faisant passer de 13 millions \$ US à 19 millions \$ US, y compris les sommes disponibles pour des lettres de crédit, sa ligne de crédit pour les dépenses en immobilisations et de 5 millions \$ US à 7,5 millions \$ US chacun sa ligne de crédit d'exploitation et son prêt de soutien en cas de sinistres.

Arrangements hors bilan

Au 31 décembre 2007, la Société n'avait aucun arrangement hors bilan tels que des transactions, des accords ou des ententes contractuelles 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.

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. 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 2007, environ 90 % (84 % en 2006) des produits d'exploitation et de la quote-part du bénéfice d'un placement de la Société ont été tirés des activités de services publics réglementés. Aussi en 2007, environ 81 % du bénéfice d'exploitation de la Société ont été tirés des activités de services publics réglementés (75 % en 2006). Ces activités réglementées – les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos – sont exposées aux mêmes incertitudes habituelles que les entités réglementées. Ces incertitudes comprennent les approbations des organismes de réglementation des tarifs de gaz et d'électricité respectifs, qui autorisent une récupération raisonnable, en temps opportun, des coûts estimatifs du service rendu, y compris un taux de rendement juste de la base tarifaire. La capacité de ces services publics de récupérer les coûts réels de prestation des services et de gagner les rendements autorisés est tributaire de la réalisation des prévisions établies au cours des processus d'établissement de la grille tarifaire. La mise à niveau des réseaux et centrales de gaz et d'électricité existants et l'ajout de nouvelles infrastructures et centrales requièrent l'approbation des organismes de réglementation sous forme d'autorisation des plans de dépenses en immobilisations ou bien sous forme d'autorisation réglementaire des besoins de revenus aux fins de l'établissement des tarifs, qui tient compte 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 revenus d'ordonnances tarifaires délivrées permettront aux services publics de la Société de récupérer tous les coûts effectivement engagés et de dégager les taux de rendement prévus. Le défaut d'obtenir des ordonnances tarifaires autorisant des tarifs acceptables 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 attribuées 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 été considérablement modifiés depuis la déréglementation des activités de production d'électricité 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 ouverts à la concurrence dans ces juridictions sont relativement nouvelles et pourraient faire l'objet de modifications

importantes qui pourraient entraver 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 constante évolution.

Bien que tous les services publics réglementés de la Société exercent actuellement leurs activités d'après une méthode traditionnelle fondée sur le coût du service ou sur le taux de 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.

TGI, TGVI et FortisBC sont réglementées par la BCUC et sont assujetties aux mécanismes d'ÉTR approuvés. Les mécanismes d'ÉTR appliqués à TGI et TGVI ont été prolongés jusqu'en 2009, tandis que celui appliqué à FortisBC est en vigueur jusqu'à la fin de 2008, avec une option de le prolonger pour 2009. Les mécanismes d'ÉTR donnent aux services publics l'occasion de générer des rendements excédant le RCP autorisé déterminé par la BCUC. À l'expiration des mécanismes d'ÉTR, il n'est pas certain que de nouveaux mécanismes d'ÉTR seront établis et si c'est le cas, quelles en seront les modalités.

Intégration de Terasen et gestion de l'expansion des activités : Fortis poursuit l'intégration de Terasen au Groupe Fortis. Du fait de l'acquisition, le personnel responsable de la gestion, de l'exploitation et des finances, ainsi que les systèmes de la Société pourraient faire face à des demandes accrues. Rien ne garantit que les systèmes, les procédures et les contrôles de la Société seront adéquats pour soutenir l'expansion de ses activités résultant de l'acquisition. Les résultats d'exploitation futurs de la Société dépendront de la capacité des dirigeants et des employés clés de la Société de gérer le changement de conjoncture des affaires, de mettre en œuvre et d'améliorer ses systèmes opérationnels, ses contrôles financiers et ses systèmes d'information comptable.

Risques d'exploitation et de gestion : Terasen court divers risques d'exploitation, comme les fuites dans les pipelines, l'endommagement accidentel ou le fissurage causé par la fatigue des canalisations et des conduites de branchement, la corrosion des tuyaux, la défaillance des pipelines ou de l'équipement, d'autres circonstances pouvant entraîner des interruptions et/ou des fuites, et tout autre accident mettant en cause du gaz naturel qui pourrait occasionner des passifs opérationnels et environnementaux considérables. La distribution d'électricité est également assujettie à des risques opérationnels y compris l'éventualité d'incendies, principalement provoqués par des défaillances du matériel, la chute d'arbres et la foudre. Les installations des filiales d'exploitation sont également soumises aux effets de conditions climatiques extrêmes et d'autres catastrophes naturelles. De plus, bon nombre de ces installations se trouvent en régions éloignées, ce qui peut en rendre l'accès difficile pour la réparation des dommages causés par des conditions climatiques extrêmes et d'autres catastrophes naturelles. Les sociétés Terasen Gas et FortisBC ont des installations sur des sites qui comportent un risque de pertes ou de dommages résultant de séismes, de feux de forêt, d'inondations, d'emportements par les eaux, de glissements de terrain, d'avalanches et de désastres naturels similaires. La Société et ses filiales d'exploitation ont une couverture d'assurance pour les pertes d'exploitation, les responsabilités et les dommages matériels, bien que cette couverture soit limitée. S'il arrivait qu'une perte importante non assurée résulte de conditions météorologiques rigoureuses ou d'autres catastrophes naturelles, une demande serait soumise à l'organisme de réglementation visé pour la récupération des coûts par une hausse des tarifs afin de contrebalancer la perte. Cependant, il n'y a aucune certitude que l'organisme de réglementation approuverait une telle demande, en partie ou en totalité.

Les réseaux de gaz et d'électricité de la Société nécessitent de l'entretien, des améliorations et des remplacements. Par conséquent, pour assurer le fonctionnement continu des immobilisations corporelles, les filiales d'exploitation établissent les dépenses qui doivent être effectuées pour l'entretien et le remplacement des immobilisations. Si les réseaux n'étaient pas entretenus, des interruptions de service et une hausse des coûts pourraient survenir. L'incapacité d'obtenir d'une autorité réglementaire la permission d'inclure dans les tarifs les dépenses en immobilisations jugées nécessaires par les filiales d'exploitation à l'entretien, à l'amélioration et au remplacement de leurs immobilisations, l'incapacité des filiales d'exploitation à mettre en œuvre adéquatement ou à terminer les programmes de dépenses en immobilisations approuvés ou toute défaillance importante imprévue du matériel, malgré les programmes d'entretien, pourraient avoir une incidence négative considérable sur la Société.

Prix du gaz naturel : À certains moments dans le passé, les prix du gaz naturel ont été légèrement inférieurs au prix comparable pour l'électricité pour la clientèle résidentielle de la Colombie-Britannique, particulièrement sur l'île de Vancouver. Rien n'assure que le gaz naturel restera à un prix concurrentiel avantageux à l'avenir. Si le prix du gaz naturel devenait moins concurrentiel par rapport au prix de l'électricité, la capacité des sociétés Terasen Gas de gagner de nouveaux clients pourrait être entravée, et les clients existants pourraient réduire leur consommation de gaz naturel ou en abandonner complètement l'utilisation à mesure qu'ils remplaceront leur chaudière, leur chauffe-eau et d'autres appareils. Une telle situation pourrait entraîner un accroissement des tarifs et, au pire, empêcher éventuellement les sociétés Terasen Gas de récupérer entièrement le coût du service dans les tarifs demandés aux clients. La capacité des sociétés Terasen Gas de gagner de nouveaux clients et d'obtenir de nouveaux volumes de ventes pourrait également subir les contrecoups d'une baisse des prix des autres sources d'énergie concurrentielles puisque certains clients commerciaux et industriels pourraient adopter un carburant de remplacement. Les

sociétés Terasen Gas ont recours à divers moyens pour réduire l'exposition à la volatilité des prix du gaz naturel. Ces moyens comprennent l'achat de gaz à des fins de stockage et l'adoption de stratégies de couverture destinées à atténuer la volatilité des prix et à assurer, dans la mesure du possible, que les prix du gaz naturel demeurent concurrentiels avec les tarifs d'électricité. Les activités liées à la couverture des prix du gaz sont actuellement approuvées par la BCUC, et les gains ou les pertes sont entièrement transmis aux clients. L'utilisation de comptes de stabilisation tarifaire approuvés par la BCUC sert par conséquent à atténuer l'incidence de la volatilité des coûts du gaz naturel sur les bénéfiques. Les déterminations futures de la BCUC pourraient sensiblement nuire à la capacité des sociétés Terasen Gas de récupérer le coût futur du gaz naturel livré aux clients.

Approvisionnement en gaz naturel : Les sociétés Terasen Gas ont un nombre limité de fournisseurs de pipelines et de services de stockage, particulièrement dans les territoires de service de Vancouver, de la vallée du Fraser et de l'île de Vancouver, où la plupart des clients des services de distribution de gaz naturel des sociétés Terasen Gas sont situés. En conséquence, les prix ont parfois été plus élevés sur ce marché régional qu'ailleurs en Amérique du Nord en raison d'une pénurie sur une base saisonnière et en périodes de pointe de capacité de stockage et de transport par pipelines pour répondre à la demande croissante de gaz naturel en Colombie-Britannique. En outre, les sociétés Terasen Gas dépendent d'un pipeline de transport de source unique. En cas d'interruption prolongée du service du réseau pipelinier Spectra, les clients résidentiels des sociétés Terasen Gas pourraient se retrouver en panne de gaz naturel, ce qui nuirait aux revenus et entraînerait des coûts pour la réalimentation sécuritaire des clients.

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'énergie. Les ventes de gaz et d'électricité 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. Un déclin général et prolongé de l'économie des territoires servis par la Société réduirait probablement la demande de gaz et d'électricité après un certain temps. Cette réduction de la demande pourrait porter atteinte aux produits. Toutefois, le fait que les activités des services publics soient réglementées atténue l'incidence d'une baisse de l'économie sur les bénéfiques de la Société. Une baisse prolongée de l'économie dans les territoires servis par la Société pourrait avoir un effet défavorable sur l'entreprise, sur les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société, même en utilisant les moyens approuvés par les organismes de réglementation pour compenser une réduction de la demande.

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 du secteur. L'excellente qualité des actifs immobiliers et hôteliers détenus et l'engagement envers l'amélioration de la productivité réduisent la vulnérabilité aux fluctuations du secteur. Le portefeuille immobilier de Fortis Properties est avantageusement doté de 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 58 % du bénéfice d'exploitation de Fortis Properties a été tiré des investissements hôteliers en 2007 (52 % en 2006). La direction est d'avis que, d'après l'étalement géographique de sa division hôtelière, qui compte des établissements dans le Canada atlantique, en Ontario, au Manitoba, en Saskatchewan, en Alberta et en Colombie-Britannique, la Société n'est pas exposée à une diminution importante de ses produits. Une baisse des produits de 5 % de la division hôtelière ferait diminuer le résultat de base par action de Fortis d'environ 1 cent.

Conditions météorologiques et caractère saisonnier : Les actifs physiques de la Société et de ses filiales d'exploitation sont exposés aux effets de conditions climatiques extrêmes et d'autres catastrophes naturelles. Bien que les actifs physiques aient été construits et soient exploités et entretenus de façon à résister à de telles conditions, rien n'assure qu'ils parviendront à y résister en toutes circonstances. Pour Newfoundland Power, l'exposition aux rigueurs climatiques est couverte par un compte de normalisation des effets climatiques, un mécanisme réglementaire approuvé par le PUB. Ce compte de réserve sert à atténuer d'une année à l'autre la volatilité du bénéfice qui résulterait des rigueurs climatiques. Pour TGI, un compte de stabilisation tarifaire approuvé par la BCUC sert à atténuer l'incidence de la volatilité des volumes sur les bénéfiques, principalement attribuable aux conditions météorologiques, en permettant à TGI d'accumuler l'incidence qu'auraient sur le bénéfice les variations des volumes de gaz réellement consommés par les clients par rapport aux prévisions.

Pour les sociétés Terasen Gas, les conditions météorologiques ont une incidence marquée sur le volume de distribution puisqu'une importante partie du gaz distribué par les sociétés Terasen Gas est en fin de compte utilisée pour le chauffage. Du fait des tendances de la consommation de gaz naturel, le bénéfice trimestriel des sociétés Terasen Gas varie généralement selon les saisons et peut ne pas être un indicateur du bénéfice annuel. Les sociétés Terasen Gas génèrent la quasi-totalité de leur bénéfice aux premier et quatrième trimestres.

Malgré cette préparation aux rigueurs climatiques, des perturbations inhabituelles (comme 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. 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. Au Belize, 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.

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

Taux d'intérêt : En général, le rendement autorisé des sociétés de services publics réglementés nord-américaines est exposé aux fluctuations des taux d'intérêt à long terme. Le bénéfice de ces sociétés réglementées est également affecté par les fluctuations des taux d'intérêt à long terme qui sont utilisés dans 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 aux sociétés Terasen Gas, à FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power. En raison de la tendance à la hausse du rendement des obligations à long terme du Canada au cours de 2007 et de l'application des mécanismes d'ajustement automatique, le RCP autorisé des services publics ci-dessus a été ajusté. Les RCP autorisés pour 2007 des quatre principaux services publics de la Société, TGI, FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power, sont respectivement de 8,37 %, 8,51 %, 8,77 % et 8,60 %. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, les RCP autorisés de TGI, de FortisAlberta, de FortisBC et de Newfoundland Power ont été portés respectivement à 8,62 %, 8,75 %, 9,02 % et 8,95 %. Une baisse importante des taux d'intérêt à long terme pourrait nuire à la capacité de la Société de tirer un RCP raisonnable, ce qui pourrait, par conséquent, avoir une incidence négative considérable sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

La Société et ses filiales d'exploitation sont également exposées au risque de taux d'intérêt lié aux emprunts à court terme et aux emprunts à taux variable. Tel qu'il est décrit à la rubrique « Instruments dérivés et couvertures », la Société et ses filiales d'exploitation peuvent conclure des swaps de taux d'intérêt afin d'atténuer ce risque. Environ 74 % des facilités d'emprunt à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition comportent des échéances à plus de cinq ans. Le tableau suivant précise la nature des dettes consolidées de la Société au 31 décembre 2007.

Total de la dette

Au 31 décembre 2007

	(en millions \$)	(%)
Emprunts à court terme	475	8,6
Facilités de crédit à taux variable utilisées classées comme dettes à long terme	530	9,6
Dettes à long terme à taux variable et obligations liées aux contrats de location-acquisition (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	14	0,2
Dettes à long terme à taux fixe et obligations liées aux contrats de location-acquisition (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	4 515	81,6
Total	5 534	100

En outre, les sociétés Terasen Gas utilisent un compte de report des taux d'intérêt, approuvé par la BCUC, pour absorber les variations des taux d'intérêt, ce qui a pour effet de fixer le taux d'intérêt sur les facilités de crédit à court terme et à taux variable.

Instruments dérivés et couvertures : À l'occasion, la Société et ses filiales ont recours à des instruments dérivés pour couvrir les risques de fluctuations des taux d'intérêt et du cours du gaz naturel. Les instruments financiers dérivés, notamment les swaps de taux d'intérêt et les swaps et options sur gaz naturel, ne sont utilisés qu'à des fins de gestion des risques et non à des fins de négociation. Tous les instruments financiers dérivés doivent être évalués à leur juste valeur, et toute variation de la juste valeur est comptabilisée dans le résultat net. Si un instrument financier dérivé est désigné à titre d'élément de couverture dans une relation de couverture de flux de trésorerie admissible, la composante efficace de la variation de la juste valeur est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu. Toute variation de la juste valeur liée à la composante inefficace est immédiatement comptabilisée en résultat net. Pour les sociétés de services publics à tarif réglementé, la différence entre le montant comptabilisé lors de la variation de la juste valeur d'un instrument financier dérivé, qu'il soit ou non utilisé dans une relation de couverture admissible, et le montant recouvré des clients aux tarifs actuels est assujettie au traitement de report réglementaire. Ce montant doit être recouvré des clients ou versé aux clients au moyen des tarifs futurs.

Le bénéfice que la Société tire de ses investissements dans des établissements étrangers est exposé aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société a effectivement atténué le risque de change sur le bénéfice tiré de ses investissements nets dans des établissements étrangers au moyen d'emprunts en dollars américains.

En 2008, une variation de 0,04 \$ de la valeur du dollar américain aurait une incidence d'environ 0,01 \$ sur le résultat de base par action ordinaire de Fortis.

Fortis a également désigné sa dette à long terme libellée en dollars américains à titre de couverture du risque de change lié à ses investissements nets dans des établissements étrangers autonomes libellés en dollars américains. Cette couverture fait en sorte que les gains et les pertes de change latents sur la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains servent à compenser les gains et les pertes de change latents sur les investissements nets dans des établissements étrangers. Les gains et les pertes de change latents sur la dette à long terme libellée en dollars américains et les investissements nets dans des établissements étrangers sont constatés dans les autres éléments du résultat étendu. Au 31 décembre 2007, environ 50 millions \$ US des investissements nets dans des établissements étrangers étaient disponibles à la couverture.

La direction continuera de couvrir les fluctuations futures des taux de change applicables à ses investissements nets dans des établissements étrangers et à ses revenus libellés en dollars américains, dans la mesure du possible, par des emprunts futurs en dollars américains, et surveillera l'exposition de Fortis aux fluctuations des taux de change de façon régulière.

Risques liés à TGVI : TGVI est une entreprise en développement dans le territoire de service de l'île de Vancouver, où les fournisseurs se livrent une concurrence pour les tarifs et dont le bassin de clients et les revenus sont insuffisants pour permettre de récupérer le coût actuel du service de la société et les insuffisances de revenus des exercices antérieurs. La récupération des insuffisances de revenus accumulées des exercices antérieurs pèse sur le coût du gaz par rapport à celui de l'électricité. Afin de maintenir des tarifs concurrentiels au cours de la période de développement, la Convention du pipeline de gaz naturel sur l'île de Vancouver (« CPGNIV ») prévoit la réception de redevances du gouvernement de la Colombie-Britannique qui couvrent en ce moment à peu près 20 % du coût actuel du service. La réception de ces revenus cessera à la fin de 2011, après quoi les clients de TGVI devront absorber le coût intégral du gaz et la récupération des insuffisances de revenus accumulées. Lorsque la CPGNIV expirera en 2011, le solde de la dette publique de premier rang sans intérêt de 67 millions \$, actuellement traitée comme une contribution du gouvernement prise en considération dans la base tarifaire, deviendra totalement remboursable. Quand cette dette sera remboursée, le coût de la base tarifaire accrue augmentera le coût du service et les tarifs facturés aux clients, ce qui rendra le gaz moins concurrentiel que l'électricité sur l'île de Vancouver.

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 et 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. Rien ne garantit 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 aux modifications que les agences de notation pourraient apporter aux notes attribuées. 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.

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, rien n'assure 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 activités, les résultats d'exploitation et la situation financière 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 d'électricité 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 rentable. 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 activités, les résultats d'exploitation et la situation financière 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 jugent raisonnables ou que des assurances demeureront disponibles à des conditions aussi favorables que les arrangements actuels.

Licences et permis : L'acquisition, la possession et l'exploitation de services publics et d'actifs de gaz et 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 de gaz et d'électricité pourraient être entravées ou entraîner des coûts additionnels, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur la Société.

Prix de l'énergie et fin du Niagara Exchange Agreement : La principale vulnérabilité de la Société à la variation des prix de l'énergie est liée à ses ventes d'énergie non réglementées en Ontario. L'énergie est vendue à l'Independent Electricity System Operator 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 d'environ 0,4 million \$. Les ventes d'énergie non réglementées 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, visant 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^{er} mai 2009. En 2007, l'apport au bénéfice attribuable au Niagara Exchange Agreement s'est chiffré à environ 15 millions \$. Cet apport au bénéfice prendra fin à compter du 1^{er} mai 2009. 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. 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 à long terme.

Les services publics réglementés de Fortis imputent les coûts du gaz, de l'énergie et des combustibles aux consommateurs par le biais de leurs tarifs de gaz et d'électricité respectifs.

Perte du territoire de service : FortisAlberta approvisionne directement en électricité une clientèle nombreuse qui réside dans diverses municipalités à l'intérieur des territoires qu'elle sert. 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 du périmètre de leur municipalité. À l'expiration d'un contrat de concession, une municipalité a le droit, moyennant l'autorisation de l'AUC, 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 équivalant au coût de remplacement diminué de 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 Government 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.

Terres des Premières nations : Les sociétés Terasen Gas et FortisBC fournissent des services à des abonnés dans les réserves des Premières nations et maintiennent des installations de distribution de gaz et d'électricité sur des terres assujetties à des revendications territoriales de la part de diverses bandes des Premières nations. Un processus de négociation de traité comprenant diverses bandes des Premières nations et le gouvernement de la Colombie-Britannique est en cours, mais les conditions auxquelles des règlements peuvent intervenir dans le territoire de service des sociétés Terasen Gas et de FortisBC ne sont pas claires. De plus, les bandes des Premières nations ne participent pas toutes au processus. Jusqu'à maintenant, le gouvernement de la Colombie-Britannique a eu comme politique d'essayer de structurer des arrangements sans porter préjudice aux droits existants détenus par des tiers comme les sociétés Terasen Gas et FortisBC. Cependant, rien ne peut garantir que le processus de règlement ne nuira pas aux sociétés Terasen Gas et à FortisBC. De plus, FortisAlberta détient des actifs de distribution sur des terres des Premières nations comportant des permis d'accès à ces terres détenus par TransAlta Utilities Corporation, la préexistante de FortisAlberta. Pour que FortisAlberta puisse acquérir ces permis d'accès, tant le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien que les conseils de bande doivent donner leur approbation. FortisAlberta pourrait ne pas être en mesure d'acquérir les permis d'accès auprès de TransAlta Utilities Corporation ni de négocier des ententes d'utilisation des terres avec les propriétaires fonciers ou, en cas de négociation, ces ententes pourraient comporter des modalités défavorables pour FortisAlberta et, par conséquent, avoir une incidence négative importante sur les activités de FortisAlberta.

Risque de contrepartie : Les sociétés Terasen Gas sont exposées à un risque de crédit en cas de défaut des contreparties à ses instruments dérivés, y compris les swaps et options sur gaz naturel. Les sociétés Terasen Gas sont également exposées à un risque de crédit élevé sur ses ventes réelles hors réseau. Comme elles font affaire avec des établissements de crédit de haute qualité, conformément à des pratiques d'approbation du crédit établies, les sociétés Terasen Gas ne s'attendent pas à ce qu'une contrepartie manque à ses obligations. FortisAlberta est exposée à un risque de crédit dans ses ventes à des détaillants. La quasi-totalité de la facturation pour services de distribution de FortisAlberta vise un petit groupe de détaillants. Comme l'exige la réglementation, FortisAlberta est tenue d'atténuer son exposition au crédit liée à la facturation des détaillants en obtenant de la part de ces derniers un dépôt au comptant, une caution, une lettre de crédit ou une note de crédit de première qualité auprès d'une importante agence de notation, ou en les obligeant à obtenir une garantie financière auprès d'une entité dont la note de crédit est de première qualité.

Relations de travail : Environ 59 % 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 importante sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et le bénéfice de la Société.

Le personnel syndiqué de TGI est représenté par le Syndicat canadien des employés et employés professionnels et de bureau, section locale 378, qui a ratifié une nouvelle convention collective de cinq ans avec TGI venant à échéance en mars 2012 et mettant fin aux arrêts de travail modulés ayant commencé le 23 septembre 2007, et par la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (« FIOE »), section locale 213, aux termes d'une convention collective qui vient à échéance le 31 mars 2011.

Le 31 décembre 2007, la convention collective entre FortisAlberta et la United Utility Workers Association (« UUWA »), section locale 200, est arrivée à échéance. Le 13 décembre 2007, FortisAlberta a conclu un projet de convention collective de trois ans avec la UUWA, section locale 200, qui a été signé par les membres en février 2008.

Le 30 novembre 2007, la convention collective entre Fortis Properties et le Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, section locale 651, représentant les employés du Delta Regina, est arrivée à échéance. Les négociations avec le syndicat ont commencé en janvier 2008.

Le 31 janvier 2008, la convention collective entre FortisBC et la FIOE, section locale 213, est arrivée à échéance. FortisBC et la FIOE, section locale 213, ont conclu une entente de principe qui a été acceptée en décembre 2007, prolongeant la convention collective d'une année jusqu'au 31 janvier 2009.

En septembre 2008, deux conventions collectives des employés syndiqués de Newfoundland Power représentés par la FIOE, section locale 1620, arriveront à échéance. En décembre 2008, la convention collective des employés syndiqués de Maritime Electric représentés par la FIOE, section locale 1432, arrivera également à échéance.

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 de la main-d'œuvre qualifiée nécessaire 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 d'illiquidité : 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 2007, 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 d'illiquidité. 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 normes comptables

La nature et l'incidence sur Fortis de l'adoption des nouvelles normes comptables de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») à l'égard des instruments financiers, des couvertures et du résultat étendu, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2007, est décrite en détail aux notes 2, 16 et 24 afférentes aux états financiers consolidés annuels 2007 de Fortis Inc. Les incidences les plus importantes de l'adoption de ces nouvelles normes sont les suivantes : i) le reclassement de 21 millions \$ de frais financiers reportés des charges reportées et autres actifs à la dette à long terme; ii) la présentation d'un état du résultat étendu; iii) la comptabilisation, dans les autres éléments du résultat étendu, des gains et des pertes de change non constatés sur la dette libellée en dollars américains qui couvre les investissements nets de la Société dans des établissements étrangers autonomes; iv) le reclassement de pertes de change latentes de 51 millions \$ sur les investissements nets dans des établissements étrangers autonomes, qui sont passées de l'écart de conversion dans les capitaux propres au cumul des autres éléments du résultat étendu; v) le reclassement d'une perte non amortie de 11 millions \$ (7 millions \$ après impôts) liée à un swap de taux d'intérêt antérieurement résilié, retranchée des charges reportées et autres actifs, et celui d'un gain non amorti de 3 millions \$ (2 millions \$ après impôts) lié à un swap de devises à terme libellé en dollars américains antérieurement résilié, retranché des crédits reportés, tous deux passés au cumul des autres éléments du résultat étendu; et vi) la comptabilisation d'une juste valeur d'ouverture et de la variation ultérieure de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt de la Société faisant partie d'une relation de couverture efficace, respectivement dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et dans les autres éléments du résultat étendu. L'adoption des normes comptables n'a pas eu une incidence importante sur l'état des résultats consolidé 2007 de la Société.

Comme il est aussi présenté à la note 2 afférente aux états financiers consolidés annuels 2007 de Fortis Inc., Fortis a adopté la norme révisée sur les modifications comptables, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2007. La nouvelle norme comptable n'a eu aucun effet sur les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, à l'exception de l'information présentée à la note 3 afférente aux états financiers consolidés annuels 2007 de Fortis Inc.

Prises de position comptables futures

Normes internationales d'information financière (« IFRS ») : En 2006, le Conseil des normes comptables du Canada (« CNC ») a publié un nouveau plan stratégique qui aura une incidence importante sur les exigences de présentation de l'information financière des sociétés canadiennes. Le plan stratégique du CNC vise la convergence des PCGR du Canada avec les IFRS sur une période transitoire prévue de cinq ans. En février 2008, le CNC a confirmé que le passage aux IFRS pour les sociétés à but lucratif ayant une obligation publique de rendre des comptes prendra effet à compter de 2011. La date de transition proposée, du 1^{er} janvier 2011, exigera le retraitement, à des fins de comparaison, des montants présentés par la Société pour son exercice se terminant le 31 décembre 2010. Bien que Fortis ait commencé à évaluer l'adoption des IFRS pour 2011, l'incidence de la transition vers les IFRS sur la présentation de l'information financière ne peut être raisonnablement estimée à l'heure actuelle.

Activités à tarifs réglementés : En mars 2007, le CNC a publié un exposé-sondage traitant des activités à tarifs réglementés dans lequel il proposait : i) la suppression de l'exemption provisoire prévue au chapitre 1100, « Principes comptables généralement reconnus », du *Manuel de l'ICCA*, qui dispense les entités assujetties à une réglementation de leurs tarifs d'avoir à appliquer le chapitre à l'égard de la constatation et de l'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs; ii) le retrait des recommandations visant les activités à tarifs réglementés dans le chapitre 1600, « États financiers consolidés », dans le chapitre 3061, « Immobilisations corporelles », dans le chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », et dans le chapitre 3475, « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités »; et iii) le maintien telle quelle de la Note d'orientation concernant la comptabilité 19 (« NOC-19 »), « Entités assujetties à la réglementation des tarifs – informations à fournir ».

En août 2007, le CNC a publié un Résumé des décisions sur l'exposé-sondage à l'appui de l'élimination de l'exemption provisoire prévue au chapitre 1100 du *Manuel de l'ICCA*, « Principes comptables généralement reconnus », et de la modification du chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », afin d'exiger la constatation des passifs et des actifs d'impôts futurs, de même que la compensation des actifs et des passifs réglementaires par les entités assujetties à la réglementation des tarifs. Ces modifications seront applicables prospectivement pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2009. Le CNC a également décidé de maintenir les directives actuelles pour les activités à tarifs réglementés traitant des immobilisations corporelles, de la sortie d'actifs à long terme et de l'abandon d'activités, et des états financiers consolidés, et de conserver dans le *Manuel de l'ICCA* la NOC-19 existante, mais de la mettre à jour pour tenir compte des autres changements. Le CNC a également décidé que, dans la version définitive du document « Historique et fondement des conclusions » de son projet sur la réglementation tarifaire, il ne serait pas fait état des points de vue du CNC concernant le statut du Statement of Financial Accounting Standards No. 71, Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation des États-Unis en tant qu'« autre source de PCGR » dans la hiérarchie des PCGR du Canada.

Conformément à la modification apportée au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », qui sera en vigueur le 1^{er} janvier 2009, Fortis sera tenue de constater les actifs et les passifs d'impôts futurs et les passifs et actifs réglementaires connexes liés au montant des impôts futurs qui sera pris en compte dans les tarifs futurs de gaz et d'électricité et remboursé aux clients ou recouvré auprès de ceux-ci. Actuellement, les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power utilisent la méthode des impôts exigibles pour comptabiliser les impôts. L'incidence sur les états financiers consolidés de la Société, si elle avait adopté le chapitre 3465 modifié, « Impôts sur les bénéfices », au 31 décembre 2007, se serait traduite par une augmentation des actifs et passifs d'impôts futurs de respectivement 54 millions \$ et 489 millions \$, et par une augmentation des passifs et actifs réglementaires connexes de respectivement 54 millions \$ et 489 millions \$. Ces montants comprennent l'incidence sur les impôts futurs du règlement ultérieur des actifs et des passifs réglementaires connexes à même les tarifs imposés à la clientèle, et de la présentation distincte des actifs et passifs d'impôts futurs qui ne sont pas constatés actuellement. Fortis continue d'évaluer et de surveiller toute incidence additionnelle sur la présentation de l'information financière de la comptabilisation propre aux activités à tarifs réglementés.

Stocks : En mars 2007, le CNC a approuvé le nouveau chapitre 3031, « Stocks », qui entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2008. La nouvelle norme exige que les stocks soient évalués au coût, ou à la valeur de réalisation nette si cette dernière est moins élevée, interdit l'utilisation de la méthode du dernier entré, premier sorti pour l'établissement du coût et exige que, lorsque les circonstances ayant auparavant entraîné la dépréciation des stocks en deçà du coût n'existent plus, la charge de dépréciation soit reprise. On prévoit que cette nouvelle norme n'aura pas une incidence importante sur le bénéfice, les flux de trésorerie ni la situation financière de la Société.

Informations à fournir concernant le capital : À la suite de la publication du nouveau chapitre 1535, « Informations à fournir concernant le capital », Fortis sera tenue de présenter des informations supplémentaires sur son capital et sur la façon dont il est géré dans les notes afférentes aux états financiers, y compris des données quantitatives et qualitatives sur les objectifs, les politiques et les processus de gestion du capital. La nouvelle norme s'applique à Fortis à compter de son exercice ouvert le 1^{er} janvier 2008.

Instruments financiers – informations à fournir et présentation : Les nouvelles recommandations concernant la comptabilité relatives à la présentation des instruments financiers et aux informations à fournir à leur égard (chapitres 3862 et 3863) entrent en vigueur pour la Société à compter du 1^{er} janvier 2008. Conformément aux nouvelles recommandations, la Société sera tenue de fournir des informations tant qualitatives que quantitatives qui permettront aux utilisateurs des états financiers d'évaluer la nature et l'étendue des risques liés aux instruments financiers auxquels la Société est exposée.

Instruments financiers

La valeur comptable des instruments financiers inclus dans l'actif et le passif à court terme, les charges reportées et autres actifs, et les crédits reportés aux bilans consolidés de Fortis se rapproche de leur juste valeur, ce qui reflète l'échéance à court terme, les conditions normales de crédit et la nature de ces instruments. La juste valeur de la dette à long terme est calculée en actualisant les flux de trésorerie futurs de chaque titre d'emprunt avec les taux de rendement estimatifs jusqu'à l'échéance de titres identiques ou similaires à la date du bilan, ou en utilisant les valeurs à la cote disponibles. Puisque la Société n'a pas l'intention de régler la dette à long terme 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 de la Société est établie selon les cours du marché.

La valeur comptable et la juste valeur de la dette à long terme et des actions privilégiées de la Société aux 31 décembre étaient les suivantes.

(en millions \$)	2007 ¹⁾		2006	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
Dette à long terme	5 023	5 635	2 614	2 940
Actions privilégiées classées comme dette ²⁾	320	346	320	355

¹⁾ Comprend la dette à long terme de Terasen à partir du 17 mai 2007, date d'acquisition.

²⁾ Les actions privilégiées classées comme capitaux propres ne répondent pas à la définition d'un instrument financier; cependant, la juste valeur estimative des actions privilégiées de la Société d'un capital de 122 millions \$ classées comme capitaux propres s'élevait à 107 millions \$ au 31 décembre 2007 (129 millions \$ au 31 décembre 2006).

La Société a recours aux instruments financiers dérivés pour couvrir les risques de fluctuation des taux d'intérêt et du cours du gaz naturel. Le tableau suivant indique la valeur des instruments financiers dérivés aux 31 décembre.

	2007 ¹⁾				2006	
	Durée jusqu'à l'échéance (en années)	Nombre de swaps	Valeur comptable (en millions \$)	Juste valeur estimative (en millions \$)	Valeur comptable (en millions \$)	Juste valeur estimative (en millions \$)
Passif						
Swaps de taux d'intérêt	1 à 3	4	–	–	–	(1)
Swaps et options sur gaz naturel	Jusqu'à 3	244	(79)	(79)	–	–

¹⁾ Comprennent les instruments financiers dérivés des sociétés Terasen Gas à compter du 17 mai 2007, date d'acquisition.

Deux des quatre swaps de taux d'intérêt sont détenus par Fortis Properties et sont désignés comme couvertures du risque de flux de trésorerie lié à la dette à long terme à taux variable. La tranche efficace des variations de la valeur des swaps de taux d'intérêt de Fortis Properties est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu. Les autres swaps de taux d'intérêt et tous les swaps et options sur gaz naturel sont détenus par les sociétés Terasen Gas. Les swaps de taux d'intérêt sont désignés comme couvertures du risque de flux de trésorerie lié aux titres d'emprunt à taux variable. Les swaps et options sur gaz naturel servent à bloquer le prix d'achat réel du gaz naturel, la majorité des contrats d'approvisionnement en gaz naturel étant assortis de prix variables au lieu de prix fixes. Les variations de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt et des swaps et options sur gaz naturel des sociétés Terasen Gas sont reportées à titre d'actif ou de passif réglementaire, sous réserve d'une approbation réglementaire, aux fins de recouvrement auprès des clients ou de paiement aux clients à même les tarifs futurs. La juste valeur des swaps et options a été comptabilisée dans les créditeurs au 31 décembre 2007.

Les swaps de taux d'intérêt sont évalués à la valeur actualisée de leurs flux de trésorerie futurs selon les courbes de taux d'intérêt futurs publiées. La juste valeur des swaps et options sur gaz naturel 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.

La juste valeur des instruments financiers de la Société, y compris les instruments financiers dérivés, correspond à une estimation à un moment précis en fonction de renseignements concernant le marché pour ces instruments. Les estimations ne sont pas précises, du fait qu'elles mettent en jeu des incertitudes et des questions de jugement et, par conséquent, pourraient ne pas être pertinentes aux fins de la prévision du bénéfice ou des flux de trésorerie futurs de la Société.

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 jugements 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 et jugements reposent sur l'expérience historique, les conditions actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances.

En raison de l'évolution des faits et des circonstances et de l'incertitude inhérente à l'élaboration d'estimations, les résultats réels pourraient être très différents des estimations actuelles. Les estimations et jugements sont révisés régulièrement et, lorsque des ajustements deviennent nécessaires, ils sont passés en résultat au cours de la période où ils sont connus. 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 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 des tarifs 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 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 2007, Fortis a comptabilisé des actifs réglementaires à court et à long terme de 312 millions \$ (171 millions \$ au 31 décembre 2006) et des passifs réglementaires à court et à long terme de 392 millions \$ (359 millions \$ au 31 décembre 2006). L'augmentation des actifs réglementaires par rapport à l'exercice précédent est en grande partie liée aux comptes de

stabilisation tarifaire des sociétés Terasen Gas approuvés par la BCUC. La nature des actifs et des passifs réglementaires de la Société est décrite à la note 4 afférente aux états financiers consolidés annuels 2007 de Fortis Inc.

Amortissement des immobilisations : Par sa nature même, l'amortissement est une estimation qui est fondée principalement sur la durée de vie utile des actifs. L'estimation de la durée de vie utile se fonde sur des faits actuels et l'information historique et elle tient compte de la durée de vie prévue des actifs. Au 31 décembre 2007, les biens de services publics et les biens productifs consolidés de la Société s'établissaient à 7,2 milliards \$ ou environ 70 % du total des actifs consolidés, alors qu'au 31 décembre 2006, les biens de services publics et les biens productifs consolidés atteignaient 4,0 milliards \$ ou environ 74 % du total des actifs consolidés. L'augmentation des immobilisations est principalement attribuable aux sociétés Terasen Gas. La dotation aux amortissements pour 2007 s'établit à 273 millions \$, par rapport à 178 millions \$ pour 2006. Les variations des taux d'amortissement peuvent avoir une incidence importante sur la dotation aux amortissements de la Société.

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, les taux d'amortissement de FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power et Maritime Electric tiennent compte d'un montant autorisé aux fins réglementaires à titre de provision pour les 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. Les coûts estimatifs sont 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 prévues des coûts futurs. Au 31 décembre 2007, le solde de ce passif réglementaire s'établissait à 319 millions \$ (307 millions \$ au 31 décembre 2006). Le montant des coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux provisionné et inclus dans la dotation aux amortissements en 2007 a été de 33 millions \$ (30 millions \$ en 2006).

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 excédent ou insuffisance d'amortissement attribuable à un écart entre les données réelles et les données prévues incluses dans les taux d'amortissement antérieurs est habituellement reflétée dans les taux d'amortissement futurs et la dotation aux amortissements future, et les sommes correspondantes sont soit remboursées aux clients ou récupérées à même les tarifs imposés à la clientèle.

Coûts indirects capitalisés : Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés Terasen Gas, 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 au programme général 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 2007, les CIC ont totalisé 40 millions \$ (18 millions \$ en 2006). 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.

Évaluation de la moins-value de l'écart d'acquisition : L'écart d'acquisition représente, à une 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 dans le cadre d'une acquisition de société. L'écart d'acquisition est comptabilisé au coût initial moins tout amortissement antérieur et moins-value pour dépréciation. La Société est tenue d'effectuer un test de dépréciation annuel, ou chaque fois que 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 exécute un test de dépréciation de l'écart d'acquisition pour déceler toute baisse de valeur, selon les informations courantes et les évaluations de la juste valeur de marché des unités d'exploitation concernées. 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 1,54 milliard \$ inscrit au bilan de la Société au 31 décembre 2007. L'augmentation nette de l'écart d'acquisition en 2007 est attribuable à l'acquisition de Terasen.

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 le calcul actuariel de cette charge et des 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 d'accroissement des salaires, la durée résiduelle 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 d'accroissement 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 de retraite et 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 2007, la Société avait un actif au titre des prestations constituées consolidé de 120 millions \$ (93 millions \$ au 31 décembre 2006) et un passif au titre des prestations constituées consolidé de 150 millions \$ (63 millions \$ au 31 décembre 2006). En 2007, la Société a comptabilisé une charge nette au titre des prestations constituées consolidée de 26 millions \$ (20 millions \$ en 2006).

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 2007 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 aux activités des services publics réglementés de gaz et d'électricité 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 2007

	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	
	Services publics réglementés de gaz	Services publics réglementés d'électricité	Services publics réglementés de gaz	Services publics réglementés d'électricité	Services publics réglementés de gaz	Services publics réglementés d'électricité	Services publics réglementés de gaz	Services publics réglementés d'électricité
(en millions \$)								
Incidence d'une augmentation hypothétique du taux de rendement de 0,5 %	(1)	(2)	1	2	-	-	-	-
Incidence d'une diminution hypothétique du taux de rendement de 0,5 %	1	2	(1)	(2)	-	-	-	-
Incidence d'une augmentation hypothétique du taux d'actualisation de 0,5 %	(2)	(3)	-	2	(1)	(1)	(27)	(32)
Incidence d'une diminution hypothétique du taux d'actualisation de 0,5 %	3	3	(2)	(2)	1	1	23	35

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 légales. 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 2007 et 2006. La nature, le montant et le moment de ces coûts liés à la remise en état de terrains et de l'environnement ou à 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 en 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 réglementés de la Société, à l'exception de Belize Electricity, constatent leurs produits 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^{er} janvier 2006, Newfoundland Power constatait aussi sur facturation les produits tirés des ventes d'électricité. À compter du 1^{er} 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 de gaz et d'électricité des clients depuis la dernière lecture. Le total des produits non facturés pour la période correspond aux ventes de gaz et 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 de gaz et d'électricité estimatives exige une analyse de la consommation historique par rapport à des facteurs clés comme le prix courant du gaz et 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 de gaz et d'électricité non facturée entraînera des ajustements des produits tirés des ventes de gaz et d'électricité pour les périodes où ces ajustements sont confirmés du fait que les résultats réels diffèrent des estimations. Au 31 décembre 2007, les produits non facturés comptabilisés dans les débiteurs totalisaient environ 309 millions \$ (132 millions \$ au 31 décembre 2006) sur des produits d'exploitation consolidés annuels de 2,72 milliards \$ (1,46 milliard \$ en 2006).

Éventualités : Fortis est partie à un certain nombre de litiges et d'actions en justice 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.

Terasen

Le 26 mars 2007, le ministre de la Petite entreprise et du Revenu et ministre responsable de la réforme réglementaire en Colombie-Britannique (le « ministre ») a rendu une décision concernant l'appel de TGI s'opposant à l'avis de cotisation additionnelle de la British Columbia Social Service Tax pour un montant d'environ 37 millions \$, incluant les intérêts sur le pipeline Southern Crossing dont la construction a été terminée en 2000. Le ministre a réduit le montant de la cotisation à 7 millions \$, incluant les intérêts, montant qui a été entièrement payé afin d'éviter l'ajout d'intérêts et constaté à titre d'actif réglementaire à long terme reporté. Le 22 juin 2007, TGI a interjeté appel de cette décision devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique.

Une filiale non réglementée de Terasen a reçu des avis de cotisation de l'Agence du revenu du Canada (« ARC ») à l'égard d'impôts additionnels pour les années d'imposition de 1999 à 2003. Cette éventualité a été pleinement provisionnée dans les états financiers consolidés. Terasen a entamé le processus d'appel lié aux avis de cotisation.

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 3 millions \$ en rapport avec les coûts de lutte contre l'incendie et d'extinction de l'incendie, et environ 2 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. Toutefois, FortisAlberta n'a pas effectué d'évaluation définitive de la responsabilité éventuelle, et l'issue de ce litige ne peut être établie quant à la responsabilité de la société relativement aux réclamations de la Couronne. Aucun montant n'a donc été cumulé dans les états financiers consolidés.

FortisBC

Le ministre des Forêts de la Colombie-Britannique a allégué des manquements au Code d'exploitation forestière et de la négligence à l'égard d'un incendie de forêt près du lac Vaseux, et a déposé et signifié un bref et une déclaration contre FortisBC. En outre, la société s'est vu signifier deux brefs et déclarations par des propriétaires fonciers privés en rapport avec cette même affaire. La société est actuellement en pourparlers avec ses assureurs et a produit une défense à l'égard de toutes les poursuites. Le résultat ne peut être raisonnablement établi et évalué pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés.

Maritime Electric

En avril 2006, l'ARC a émis à l'intention de Maritime Electric un avis de nouvelle cotisation visant les années d'imposition 1997 à 2004. Les nouvelles cotisations visent les choix de traitement fiscal de la société, notamment le calendrier des déductions de la société, pour ce qui a trait aux éléments suivants : i) les montants pour le mécanisme d'ajustement du coût de l'énergie pour les années d'imposition de 2001 à 2004, ii) des ajustements liés aux rabais consentis aux clients pour les années d'imposition de 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, 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 13 millions \$ au titre de l'impôt et des intérêts courus. Au 31 décembre 2007, Maritime Electric avait provisionné ce montant dans les impôts futurs et exigibles à payer. 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. Le montant actuellement déposé auprès de l'ARC pour la nouvelle cotisation est d'environ 6 millions \$.

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 millions \$ (7 millions \$ US), prévus par une entente entre le Village et un ancien propriétaire de la centrale hydroélectrique, située dans la municipalité du Village, 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 en rejetant l'action intentée par le Village. En janvier 2007, le Village a déposé un avis d'appel qui a été entendu devant la Chambre d'appel du Fourth Judicial Department de la Cour Suprême de l'État de New York en décembre 2007. Le 1^{er} février 2008, la Division d'appel a délivré son mémoire de décision et son ordonnance qui modifie la décision initiale en rejetant l'appel du Village concernant son premier motif d'action, mais en inscrivant de nouveau le motif d'action secondaire rejeté par l'ordonnance du jugement sommaire. D'autres demandes d'appel devraient être déposées devant la Cour suprême de l'État de New York. La direction croit que ces actions ne seront pas accueillies et, par conséquent, aucune provision n'a été prévue dans les états financiers consolidés.

Principales informations financières annuelles

Le tableau suivant présente les informations financières annuelles pour les exercices terminés les 31 décembre 2007, 2006 et 2005. Les informations financières ont été dressées selon les PCGR du Canada, en dollars canadiens et conformément aux exigences des 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 \$, sauf les montants par action)

	2007 ¹⁾	2006	2005
Produits d'exploitation et quote-part du bénéfice d'un placement	2 718	1 472	1 441
Bénéfice net	199	149	137
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	193	147	137
Total de l'actif	10 273	5 441	4 597
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (déduction faite de la tranche échéant à moins d'un an)	4 623	2 558	2 136
Actions privilégiées ²⁾	442	442	320
Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires	2 601	1 276	1 213
Résultat de base par action ordinaire	1,40	1,42	1,35
Résultat dilué par action ordinaire	1,32	1,37	1,24
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,88	0,70	0,61
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 ³⁾
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang de série E	1,2250	1,2250	1,2250
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang de série F ⁴⁾	1,2250	0,5211	–

¹⁾ L'acquisition de Terasen le 17 mai 2007 a eu une incidence considérable sur les résultats financiers de 2007.

²⁾ Comprennent les actions privilégiées classées à la fois comme capitaux propres et comme dettes à long terme.

³⁾ Les actions privilégiées de premier rang de série D ont été rachetées en septembre 2005.

⁴⁾ 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 millions \$ et donnent le droit à des dividendes cumulatifs de 1,2250 \$ l'action par année.

2007–2006 – Les produits, incluant la quote-part du bénéfice d'un placement, ont augmenté de 84,6 % par rapport à ceux de 2006. L'augmentation est attribuable aux apports des sociétés Terasen Gas, à partir de la date d'acquisition, et à l'incidence de la consolidation de la participation conférant le contrôle d'environ 54 % de la Société dans Caribbean Utilities au cours de 2007, alors qu'en 2006, la Société avait comptabilisé à la valeur de consolidation une participation de 37 % dans Caribbean Utilities. Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a progressé de 31,3 % en regard de celui de 2006, en raison de l'acquisition de Terasen en mai 2007, du premier exercice complet et de propriété de Fortis Turks and Caicos, des investissements importants dans l'infrastructure électrique par FortisAlberta et FortisBC, du rendement supérieur de Fortis Properties et de la baisse des taux effectifs de l'impôt sur les bénéfices des sociétés. La croissance de l'actif total et l'augmentation de la dette à long terme en 2007 tiennent aux immobilisations acquises et à la dette prise en charge à l'acquisition de Terasen en mai 2007. Le reste de l'augmentation de l'actif et de la dette à long terme découle principalement des investissements continus de la Société dans les systèmes électriques, en raison des programmes de dépenses en immobilisations de FortisAlberta et de FortisBC et de l'acquisition du Delta Regina, en partie contrebalancée par l'incidence du change lié à la conversion des actifs et des passifs libellés en monnaies étrangères. Les capitaux propres attribuables aux actions ordinaires ont plus que doublé au cours de 2007, du fait de l'émission d'environ 1,15 milliard \$ d'actions ordinaires afin de financer une tranche importante du prix d'achat net au comptant de Terasen. Le résultat de base par action ordinaire a diminué de 1,4 % par rapport à celui de 2006. Le caractère saisonnier des sociétés Terasen Gas combiné à l'incidence de l'émission d'actions ordinaires d'un capital de 1,15 milliard \$ a dilué le résultat de base par action ordinaire de 7 cents en 2007.

2006–2005 – Les produits, incluant la quote-part du bénéfice d'un placement, ont augmenté de 2,1 % par rapport à ceux de 2005. Toutefois, les produits de FortisAlberta de 2005 comprenaient environ 20 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 d'un placement de Caribbean Utilities affiche un recul d'environ 2 millions \$ par rapport à celui de 2005. Toutefois, la quote-part du bénéfice d'un placement de 2005 comprenait un ajustement positif de 1 million \$ qui reflétait une modification de la convention comptable employée par Caribbean Utilities pour la constatation des produits non facturés. Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires de 2006 a augmenté de 7,3 % par rapport à celui de 2005. Toutefois, le bénéfice de 2005 comprenait le gain de 8 millions \$ après impôts tiré du Règlement de l'Ontario. L'augmentation du bénéfice en 2006 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^{er} 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 frais du siège social. La croissance du total de l'actif et la hausse de la dette à long terme en 2006 sont principalement liées aux importants programmes de dépenses en immobilisations de FortisAlberta et de FortisBC, à l'acquisition d'une participation additionnelle d'environ 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 millions \$ en 2006, dont le produit sera principalement utilisé afin de rembourser des emprunts engagés en vertu des facilités de crédit consenties, pour financer, en partie, l'acquisition récente de Fortis Turks and Caicos et financer des injections de capitaux propres dans FortisAlberta et FortisBC afin de soutenir leurs importants programmes d'immobilisations.

Le ratio dividendes/bénéfices de la Société a atteint 58,6 % en 2007, comparativement à 47,2 % en 2006. Le 1^{er} juin 2007, Fortis a haussé son dividende trimestriel sur actions ordinaires, le portant de 19 cents à 21 cents. À compter du dividende du premier trimestre à verser le 1^{er} mars 2008, Fortis a haussé son dividende trimestriel sur actions ordinaires de 19 %, le portant de 21 cents à 25 cents par action ordinaire.

Résultats trimestriels

Le tableau suivant présente les informations trimestrielles non vérifiées pour chacun des huit trimestres de la période du 31 mars 2006 au 31 décembre 2007. Ces informations sont exprimées en dollars canadiens et tirées 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 conformément aux exigences des 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 période future et on ne devrait pas s'y fier pour prédire des rendements futurs.

Sommaire des résultats trimestriels

(non vérifié)

Trimestre terminé le	Produits et quote-part du bénéfice d'un placement (en millions \$)	Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires (en millions \$)	Résultat par action ordinaire	
			De base (\$)	Dilué (\$)
31 décembre 2007	1 018	79	0,51	0,49
30 septembre 2007	651	31	0,20	0,20
30 juin 2007	566	41	0,31	0,27
31 mars 2007	483	42	0,38	0,35
31 décembre 2006	393	34	0,33	0,32
30 septembre 2006	342	39	0,37	0,36
30 juin 2006	346	38	0,37	0,35
31 mars 2006	391	36	0,35	0,34

Un résumé des huit derniers trimestres reflète la croissance interne continue de la Société, sa croissance découlant des entreprises acquises et le caractère saisonnier des activités. Les résultats intermédiaires varient en raison de la nature saisonnière de la demande d'électricité et de gaz, 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 entreprises, le caractère saisonnier peut varier. À compter du 17 mai 2007, l'acquisition de Terasen a eu une incidence sur les résultats financiers. Les sociétés Terasen Gas génèrent la quasi-totalité de leur bénéfice aux premier et quatrième trimestres. L'acquisition de quatre hôtels dans l'Ouest canadien a eu une incidence sur les résultats financiers à compter du 1^{er} novembre 2006. Les résultats financiers à compter du 28 août 2006 ont été touchés par l'acquisition de Fortis Turks and Caicos, alors que le bénéfice à compter du 1^{er} janvier 2007 a été touché par la consolidation d'une participation conférant le contrôle dans Caribbean Utilities. La participation de la Société dans Caribbean Utilities était auparavant comptabilisée à la valeur de consolidation.

Décembre 2007–décembre 2006 – Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a été de 79 millions \$, ou 0,51 \$ l'action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2007, comparativement au bénéfice de 34 millions \$, ou 0,33 \$ l'action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2006. La croissance du bénéfice et du résultat par action ordinaire découle de la contribution des sociétés Terasen Gas, y compris un gain après impôts de 7 millions \$ sur la vente de terrains excédentaires, en partie contrebalancé par la hausse des frais du siège social découlant des frais financiers liés à l'acquisition de Terasen.

Septembre 2007–septembre 2006 – Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a été de 31 millions \$, ou 0,20 \$ l'action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2007, par rapport à un bénéfice de 39 millions \$, ou 0,37 \$ l'action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2006. L'émission d'actions ordinaires d'un capital de 1,15 milliard \$ en mai 2007 visant à financer une tranche importante du prix d'achat net au comptant de Terasen, jumelée au caractère saisonnier du bénéfice des sociétés Terasen Gas, a dilué le résultat par action ordinaire pour le troisième trimestre de 2007. L'apport accru de FortisAlberta au bénéfice, compte tenu du nombre croissant de clients et des recouvrements d'impôts sur les bénéfices des sociétés plus élevés, la hausse des apports au bénéfice de la part de Fortis Turks and Caicos, acquise en août 2006, et l'expansion des activités hôtelières de Fortis Properties dans l'Ouest canadien ont été plus que neutralisés par l'augmentation des frais financiers liés aux acquisitions, par les pertes subies par les sociétés Terasen Gas en raison du caractère saisonnier des activités et par la baisse de la production hydroélectrique non réglementée, attribuable aux pluies moins abondantes.

Juin 2007–juin 2006 – Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a été de 41 millions \$, ou 0,31 \$ l'action ordinaire, au deuxième trimestre de 2007, par rapport à un bénéfice de 38 millions \$, ou 0,37 \$ l'action ordinaire, au deuxième trimestre de 2006. Une émission d'actions ordinaires d'un capital de 1,15 milliard \$, combinée au caractère saisonnier du bénéfice des sociétés Terasen Gas, a dilué le résultat par action ordinaire pour le deuxième trimestre de 2007. L'augmentation globale des bénéfices découle de la croissance de la clientèle et du volume accru des livraisons d'énergie de FortisAlberta; de la hausse des tarifs et de la croissance des ventes d'électricité de FortisBC; et de la contribution au bénéfice provenant de Fortis Turks and Caicos, acquise en août 2006, et des sociétés Terasen Gas, acquises en mai 2007. L'augmentation a été contrebalancée en partie par des frais financiers plus élevés en raison des acquisitions, par l'effet de la baisse de la production hydroélectrique non réglementée et par les bénéfices moindres de Fortis Properties. Cependant, le produit de 3 millions \$ de la vente du Days Inn Sydney et la réduction des passifs d'impôts futurs avaient eu un effet favorable sur les bénéfices de Fortis Properties au cours du deuxième trimestre de 2006.

Mars 2007–mars 2006 – Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires s'est établi à 42 millions \$, ou 0,38 \$ l'action ordinaire, pour le premier trimestre de 2007, en hausse de 6 millions \$ par rapport au bénéfice de 36 millions \$, ou 0,35 \$ l'action ordinaire, pour le premier trimestre de 2006. En excluant la part de 2 millions \$ revenant à la Société d'une charge liée à la cession de turbines à vapeur de Caribbean Utilities au cours du premier trimestre de 2007, le bénéfice a affiché une hausse de 8 millions \$ par rapport au premier trimestre de 2006. La hausse est principalement attribuable à la croissance des ventes d'électricité et à la baisse des impôts sur les bénéfices des sociétés de FortisAlberta, à la hausse de la production hydroélectrique non réglementée au Belize, à l'apport au bénéfice provenant de Fortis Turks and Caicos, et à la croissance des ventes d'électricité et à la baisse des frais financiers de Belize Electricity.

L'incidence sur le résultat par action ordinaire de la hausse du bénéfice a été en partie neutralisée par la dilution créée par l'émission de 5,17 millions d'actions ordinaires d'un capital d'environ 150 millions \$ le 18 janvier 2007.

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 2007 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 responsables 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 2007 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 2007 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.

Événement postérieur à la date du bilan

Le 15 février 2008, TGV1 a clôturé une offre de débentures non garanties à 6,05 %, représentant un capital de 250 millions \$, venant à échéance le 15 février 2038. Le produit net du placement de débentures a été affecté au remboursement des emprunts en vertu de la facilité de crédit existante.

Perspectives

Les services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité, qui constituent la principale activité de la Société, se caractérisent par de grands besoins de capitaux. Au cours des cinq prochains exercices, le programme de dépenses en immobilisations de services publics consolidé de la Société devrait excéder 4 milliards \$. La tranche la plus importante de ses dépenses en immobilisations brutes au titre des services publics d'électricité, soit plus de 3 milliards \$, aura trait à FortisAlberta, à FortisBC et aux activités de services publics d'électricité réglementés et non réglementés de la Société dans les Caraïbes. Les dépenses en immobilisations brutes au titre des services publics de gaz devraient excéder 1 milliard \$. Le programme de dépenses en immobilisations de la Société devrait se traduire par une croissance du bénéfice et des dividendes.

La Société poursuit l'intégration de Terasen au Groupe Fortis. L'ajout d'activités de distribution de gaz a doublé l'investissement de la Société dans les actifs de la base tarifaire réglementée qui atteignent environ 6,3 milliards \$. La Société est à l'affût d'acquisitions à des fins de croissance rentable, en mettant l'accent sur les occasions d'acquérir des activités réglementées de services publics de gaz et d'électricité au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes. Fortis recherche aussi des occasions de croissance dans les activités non réglementées pour soutenir la stratégie de croissance de ses services publics réglementés.

Données sur les actions en circulation

Au 13 mars 2008, la Société avait 156 753 899 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 et 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang de série F. Au 31 décembre 2007, 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 10, 13, 14 et 15 afférentes aux états financiers consolidés annuels 2007 de Fortis Inc.

Des renseignements additionnels, y compris la notice annuelle 2007 et la circulaire d'information de la direction de Fortis Inc., sont disponibles sur SEDAR au www.sedar.com et sur le site Web de la Société au 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 2007 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 2007 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 2007 et le rapport de gestion contenus dans le rapport annuel de 2007 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., vérificateurs indépendants nommés par les actionnaires de Fortis Inc. à la recommandation du comité de vérification, ont vérifié les états financiers consolidés de 2007 et leur rapport suit.

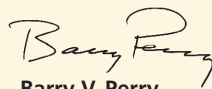
Le président-directeur général,



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 2007 et 2006 ainsi que les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis, du résultat étendu et des flux de trésorerie 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 2007 et 2006 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 1^{er} février 2008



Comptables agréés

Bilans consolidés

FORTIS INC.

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

Aux 31 décembre (en millions)

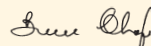
ACTIF	2007	2006
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	58 \$	41 \$
Débiteurs	635	286
Charges payées d'avance	19	14
Actifs réglementaires (note 4)	119	31
Stocks de gaz, matières et fournitures	233	33
	1 064	405
Charges reportées et autres actifs (note 5)	179	174
Actifs réglementaires (note 4)	193	140
Impôts futurs (note 19)	37	7
Immobilisations de services publics (note 6)	6 722	3 575
Biens productifs (note 7)	519	469
Actifs incorporels, déduction faite de l'amortissement (note 2)	15	10
Écart d'acquisition (note 8)	1 544	661
	10 273 \$	5 441 \$
PASSIFS ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Emprunts à court terme (note 9)	475 \$	98 \$
Créditeurs et charges à payer	793	333
Dividendes à verser	43	22
Impôts à payer	30	–
Passifs réglementaires (note 4)	20	19
Versements pour l'exercice au titre de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (note 10)	436	85
Impôts futurs (note 19)	7	1
	1 804	558
Crédits reportés (note 11)	261	79
Passifs réglementaires (note 4)	372	340
Impôts futurs (note 19)	55	58
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (note 10)	4 623	2 558
Part des actionnaires sans contrôle (note 12)	115	130
Actions privilégiées (note 13 i) et ii))	320	320
	7 550	4 043
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 14)	2 126	829
Actions privilégiées (note 13 iii))	122	122
Surplus d'apport	6	5
Composante capitaux propres des débentures convertibles (note 10)	6	7
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 16)	(88)	(51)
Bénéfices non répartis	551	486
	2 723	1 398
	10 273 \$	5 441 \$

Engagements (note 25)

Passifs éventuels (note 26)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Approuvés au nom du conseil d'administration,



Bruce Chafe
Administrateur



David G. Norris
Administrateur

États des résultats consolidés

FORTIS INC.

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

	2007	2006
Produits d'exploitation	2 718 \$	1 462 \$
Quote-part du bénéfice d'un placement	-	10
	2 718	1 472
Charges		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	1 287	540
Charges d'exploitation	617	399
Amortissement	273	178
	2 177	1 117
Bénéfice d'exploitation	541	355
Frais financiers (note 17)	299	168
Gain à la cession de biens (note 18)	(8)	(2)
	291	166
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés et avant la part des actionnaires sans contrôle	250	189
Impôts sur les bénéfices des sociétés (note 19)	36	32
Bénéfice net avant la part des actionnaires sans contrôle	214	157
Part des actionnaires sans contrôle	15	8
Bénéfice net	199	149
Dividendes sur actions privilégiées	6	2
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	193 \$	147 \$
Résultat par action ordinaire (note 14)		
De base	1,40 \$	1,42 \$
Dilué	1,32 \$	1,37 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

États des bénéfices non répartis consolidés

FORTIS INC.

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions)

	2007	2006
Solde au début de l'exercice	486 \$	412 \$
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	193	147
	679	559
Dividendes sur actions ordinaires	(128)	(73)
Solde à la fin de l'exercice	551 \$	486 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

États du résultat étendu consolidés

FORTIS INC.

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions)

	2007	2006
Bénéfice net	199 \$	149 \$
Pertes de change latentes	(70)	(30)
Gains sur couvertures d'investissements nets dans des établissements étrangers autonomes	48	(6)
Impôts des sociétés	(9)	1
Variation des pertes de change latentes, déduction faite des activités de couverture, et déduction faite des impôts (note 16)	(31)	(35)
Résultat étendu	168 \$	114 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

États des flux de trésorerie consolidés

FORTIS INC.

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions)

	2007	2006
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	199 \$	149 \$
Éléments sans incidence sur la trésorerie		
Amortissement – immobilisations, déduction faite des apports sous forme d'aide à la construction	261	168
Amortissement – actifs incorporels	5	4
Amortissement – autres	7	6
Impôts futurs (note 19)	–	10
Obligations au titre des prestations constituées	(2)	(3)
Part des actionnaires sans contrôle	15	8
Gain à la cession d'un bien (note 18)	(8)	(2)
Autres	2	(4)
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	11	(30)
Augmentation du dépôt au titre des impôts sur les bénéfices des sociétés	–	(6)
	490	300
Variation du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie	(117)	(37)
	373	263
Activités d'investissement		
Variation des charges et des crédits reportés et d'autres actifs	(4)	(25)
Dépenses en immobilisations de services publics	(790)	(483)
Apports sous forme d'aide à la construction	73	54
Dépenses en immobilisations de biens productifs	(13)	(17)
Produit tiré de la vente d'immobilisations	4	8
Acquisitions d'entreprises, déduction faite de la trésorerie acquise (note 21)	(1 303)	(169)
Augmentation des investissements	–	(2)
	(2 033)	(634)
Activités de financement		
Variation des emprunts à court terme	103	38
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	1 400	469
Remboursement de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition	(941)	(197)
Avances par (à) des actionnaires sans contrôle	(3)	10
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais	1 267	15
Émission d'actions privilégiées, déduction faite des frais	–	121
Dividendes		
Actions ordinaires	(128)	(73)
Actions privilégiées	(6)	(2)
Dividendes versés aux actionnaires sans contrôle par des filiales	(12)	(2)
	1 680	379
Incidence de la variation des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(3)	–
Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	17	8
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	41	33
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	58 \$	41 \$

Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés (note 23)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

1. Description des activités

Nature des activités

Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société ») constitue essentiellement une société de portefeuille internationale d'entreprises de services publics exerçant leurs activités 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, et dans 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

Le résumé qui suit présente la participation, par service public, de la Société dans les entreprises de services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité au Canada et dans les Caraïbes :

Services publics réglementés de gaz au Canada

Les sociétés Terasen Gas : Formées de Terasen Gas Inc. (« TGI »), Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. (« TGVI ») et Terasen Gas (Whistler) Inc. (« TGWI »), que Fortis a acquises au moyen de l'acquisition de Terasen Inc. (« Terasen ») le 17 mai 2007.

TGI est la plus importante société de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique et sert environ 825 000 clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel dans un rayon de service qui s'étend de Vancouver à la vallée du Fraser et à l'intérieur de la Colombie-Britannique.

TGVI est propriétaire et exploitante du pipeline de transport de gaz naturel depuis la région du grand Vancouver à travers le détroit de Georgia jusqu'à l'île de Vancouver et du réseau de distribution sur l'île de Vancouver et le long de la Sunshine Coast (Colombie-Britannique), et sert environ 91 200 clients résidentiels, commerciaux et industriels.

En plus de fournir des services de transport et de distribution à leur clientèle, TGI et TGVI obtiennent aussi du gaz naturel pour le bénéfice d'une clientèle surtout résidentielle et commerciale. L'approvisionnement en gaz naturel provient surtout de la région nord-est de la Colombie-Britannique et, au moyen du pipeline Southern Crossing de TGI, de l'Alberta.

TGWI est propriétaire et exploitante du réseau de distribution de gaz propane dans la région de Whistler en Colombie-Britannique et assure les services à environ 2 400 clients résidentiels et commerciaux.

Services publics réglementés d'électricité au Canada

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 plus de 448 000 clients.

b. *FortisBC* : Comprend FortisBC Inc., société de services publics intégrée en exploitation dans l'intérieur méridional de la Colombie-Britannique, servant environ 154 000 clients. FortisBC Inc. possède quatre centrales hydroélectriques, lesquelles ont une capacité combinée de 223 mégawatts (« MW »). Au cours de 2007, la capacité admissible et la production d'énergie de plusieurs unités de production hydroélectrique de FortisBC Inc. ont été optimisées grâce à des projets antérieurs de mise à niveau de turbines et de génératrices. La capacité admissible a été rééquilibrée, de sorte qu'elle est passée de 235 MW à 223 MW, et la production d'énergie a augmenté de 11 000 MWh par suite de rajustements négociés apportés à l'accord relatif à la centrale du canal avec BC Hydro.

Dans le secteur d'exploitation des services publics réglementés d'électricité au Canada s'ajoutent aux résultats de FortisBC ceux des services 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 réseau 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.

c. *Newfoundland Power* : Newfoundland Power est la principale société de distribution d'électricité à Terre-Neuve, servant environ 232 000 clients. Newfoundland Power possède une capacité de production de 139 MW, dont 96 MW d'origine hydroélectrique.

- d. *Maritime Electric* : Maritime Electric est la principale société de distribution d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard, servant environ 72 000 clients. Maritime Electric possède aussi dans l'île des centrales 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, de Cornwall, de Gananoque et de Port Colborne, en Ontario. FortisOntario exploite la Compagnie canadienne d'énergie Niagara Inc. (« Compagnie canadienne d'énergie Niagara ») et la Cornwall Street Railway, Light and Power Company, Limited (« Cornwall Electric »). Les comptes de la Compagnie canadienne d'énergie Niagara 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 qui arrive à échéance en avril 2012. 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 d'électricité dans les Caraïbes

- a. *Belize Electricity* : Belize Electricity est la principale société de distribution d'électricité au Belize, en Amérique centrale, servant environ 73 000 clients. La société possède une puissance installée de 36 MW. Fortis détient une participation conférant le contrôle de 70,1 % dans Belize Electricity.
- b. *Caribbean Utilities* : Caribbean Utilities est l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans, servant plus de 23 000 clients. La société possède une puissance installée de 137 MW. Le 7 novembre 2006, Fortis a acquis une participation additionnelle d'environ 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 a consolidé les états financiers de Caribbean Utilities avec un décalage de deux mois et, par conséquent, a consolidé le bilan au 31 octobre 2007 et les états des résultats et des flux de trésorerie de Caribbean Utilities pour la période de douze mois terminée le 31 octobre 2007 avec les états financiers consolidés de la Société au 31 décembre 2007. Au cours de l'exercice 2006, les états des résultats de Fortis ont reflété la participation antérieure d'environ 37 % de la Société dans Caribbean Utilities, comptabilisée à la valeur de consolidation 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 est la principale société de distribution d'électricité des îles Turks et Caicos, servant plus de 8 700 clients. La société a une capacité de production combinée alimentée au diesel de 48 MW. Fortis Turks and Caicos a été acquise par Fortis par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive le 28 août 2006.

Activités non réglementées – Fortis Generation

- a. *Belize* : Ces activités sont constituées des centrales de production 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 réglementée en Ontario sont dirigées par l'intermédiaire de FortisOntario Inc. et de Fortis Properties. Le 1^{er} janvier 2006, l'ancienne société FortisOntario Generation Corporation a fusionné avec CNE Energy Inc. et, à compter du 1^{er} janvier 2007, CNE Energy Inc. a fusionné 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 de 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. Depuis la fusion de CNE Energy Inc. et de Fortis Properties, le 1^{er} janvier 2007, Fortis Properties détient une participation directe de 51 % dans la société Exploits, et Abitibi-Consolidated détient la participation résiduelle de 49 %. La société Exploits vend sa production à la Newfoundland and Labrador Hydro Corporation en vertu d'un contrat d'achat d'électricité de 30 ans venant à échéance en 2033.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

1. Description des activités (suite)

Activités non réglementées – Fortis Generation (suite)

- 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 19 hôtels, comptant plus de 3 500 chambres, dans huit provinces canadiennes, et environ 2,8 millions de pieds carrés d'immeubles commerciaux principalement dans le Canada atlantique.

Siège social et autres

Le secteur Siège social et autres permet de saisir les éléments de charges et de produits qui ne sont pas spécifiquement liés à un secteur ou à un secteur isolable. Sont compris dans ce secteur des frais financiers, notamment les intérêts sur la dette engagée directement par Fortis et Terasen Inc., et les dividendes sur les actions privilégiées classées comme passif à long terme; les gains ou pertes de change; les dividendes sur les actions privilégiées classées comme capitaux propres; d'autres dépenses du siège social, incluant les coûts d'exploitation relatifs à Fortis et Terasen, déduction faite des recouvrements de filiales; les intérêts créditeurs et produits divers, ainsi que les impôts sur les bénéfices des sociétés. Ce secteur inclut aussi les résultats financiers de la société en commandite CustomerWorks Limited Partnership (« CWLP »). CWLP est une entreprise de services partagés non réglementée dans laquelle Terasen détient une participation de 30 %. En partenariat avec Enbridge Inc., CWLP offre des services de personne-ressource au service à la clientèle, de lecture des compteurs, de facturation, de crédit, de soutien et de perception aux sociétés Terasen Gas et à plusieurs autres petites entreprises tierces. Les résultats financiers de CWLP sont comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Fortis a fait l'acquisition de Terasen le 17 mai 2007.

2. Sommaire des principales conventions comptables

Les présents états financiers consolidés ont été dressés 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.

Réglementation

Sociétés Terasen Gas et FortisBC

Les sociétés Terasen Gas et FortisBC sont régies 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. TGI, TGVI et FortisBC exercent leurs activités à la fois selon la réglementation fondée sur le coût du service et selon les règles d'établissement des tarifs fondées sur le rendement (« ÉTR »), telles qu'elles sont prescrites par la BCUC. La BCUC établit les tarifs des entreprises de services publics en fonction d'une année témoin future. Selon cette méthode, la BCUC élabore des prévisions sur le volume de gaz qui sera vendu et transporté pour TGI et TGVI, ainsi que sur tous les frais du service public, et fournit un taux de rendement d'une structure de capital réputée, appliqué à l'actif de la base tarifaire utilisée. Les tarifs sont établis pour permettre aux entreprises de services publics de recouvrer la totalité de leurs frais, incluant le taux de rendement des capitaux propres autorisé (« RCP ») attribuables aux actionnaires ordinaires.

En vertu du mécanisme d'ÉTR en vigueur, TGI et les clients partagent également le montant des bénéfices réalisés supérieurs ou inférieurs au RCP autorisé. Lorsque le RCP obtenu par TGI est supérieur de 200 points de base au RCP autorisé pendant deux exercices consécutifs, le mécanisme d'ÉTR peut être remanié. En vertu du mécanisme d'ÉTR, TGVI peut conserver la totalité des bénéfices attribuables aux économies réalisées par rapport aux prévisions de charges d'exploitation ou d'entretien contrôlables; cependant, TGVI ne bénéficie d'aucun allègement lorsque les charges d'exploitation ou d'entretien contrôlables augmentent. L'expiration des conventions tarifaires axées sur le rendement de TGI et TGVI a été reportée à 2009. Au cours de l'exercice 2006, la BCUC a approuvé une nouvelle convention tarifaire axée sur le rendement pour FortisBC, visant les exercices 2006 à 2008 et, optionnellement, 2009. Selon cette convention, les bénéfices supérieurs ou inférieurs au RCP autorisé jusqu'à concurrence d'un RCP de 200 points de base au-dessus ou en dessous du RCP autorisé, seront partagés à parts égales entre les clients et FortisBC. Tout excédent sera placé dans un compte de report. La portion des incitatifs d'ÉTR de FortisBC est assujettie au respect de certaines normes de rendement par la société et à l'approbation de la BCUC.

Le RCP autorisé de TGI était de 8,37 % pour 2007 (8,80 % pour 2006) appliqué à une structure de capital réputée comprendre 35 % de capitaux propres. Le RCP autorisé de TGVI était de 9,07 % pour 2007 (9,50 % pour 2006) appliqué à une structure de capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres. Le RCP autorisé de FortisBC était de 8,77 % pour 2007 (9,20 % pour 2006) appliqué à une structure de capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres. Le RCP autorisé respectif de TGI, de TGVI et 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. TGI, TGVI et FortisBC présentent une demande de revenus tarifaires dont la grille est fondée sur leurs estimations du coût de 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 et des mécanismes d'ÉTR.

FortisAlberta

FortisAlberta est régie par l'Alberta Utilities Commission (« AUC »), 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'AUC administre ces lois et règlements portant sur la tarification, les taux, la construction, l'exploitation et le financement. Avant le 1^{er} janvier 2008, l'Alberta Energy and Utilities Board (« AEUB ») était le principal organisme de réglementation provincial de l'industrie de l'énergie de l'Alberta. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, la *Alberta Utilities Commission Act* a séparé l'AEUB en deux organismes de réglementation distincts : l'Energy Resource and Conservation Board et l'AUC. L'utilisation du terme « AUC » dans les présentes désigne l'AEUB avant le 1^{er} janvier 2008 et l'AUC après cette date.

FortisAlberta exerce ses activités en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service comme prescrit par l'AUC. L'AUC établit les tarifs d'une entreprise de distribution en fonction d'une année témoin future et, selon cette méthode, les ordonnances tarifaires rendues par l'AUC 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 de capital réputée, appliqué à l'actif de la base tarifaire autorisée. Le RCP autorisé de FortisAlberta était de 8,51 % pour 2007 (8,93 % pour 2006) appliqué à une structure de capital réputée comprendre 37 % de capitaux propres. Le RCP autorisé 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 report.

Newfoundland Power

Newfoundland Power est régie 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) attribue au PUB l'exercice de la supervision générale des activités de 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. Newfoundland Power exerce ses activités en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service appliquée par le PUB. Le PUB établit les tarifs pour le service public en fonction d'une année témoin future; selon cette méthode, la prévision du rendement de la base tarifaire approuvée et de la structure de capital réputée, de même que 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 années témoins, le RCP autorisé de Newfoundland Power 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. Le RCP autorisé de Newfoundland Power était de 8,60 % pour 2007 (9,24 % pour 2006) appliqué à une structure de capital réputée comprendre 45 % de capitaux propres. La société présente une demande de revenus tarifaires dont la grille est fondée sur ses estimations du coût de 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

Réglementation (suite)

Maritime Electric

Maritime Electric exerce ses activités selon un modèle réglementaire fondé sur le coût du service comme prescrit par la Island Regulatory and Appeals Commission (« IRAC ») en vertu des dispositions de la *Electric Power Act* (Île-du-Prince-Édouard). L'IRAC établit les tarifs d'électricité en fonction d'une année témoin future et, selon cette méthode, les ordonnances tarifaires sont rendues en fonction des coûts estimatifs et prévoient un taux de rendement approuvé d'une structure de capital réputée, appliqué à l'actif de la base tarifaire autorisée. Le RCP autorisé de Maritime Electric était de 10,25 % pour 2007 (10,25 % pour 2006) en fonction d'une structure de capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres. Maritime Electric présente une demande de revenus tarifaires dont la grille est fondée sur ses estimations du coût de 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.

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 d'une récupération des coûts de distribution autorisés. Les tarifs de distribution de l'électricité sont fondés sur les coûts associés à une année témoin antérieure, soit 2004, en appliquant une structure de capital réputée comprendre 50 % de capitaux propres. Le RCP autorisé de FortisOntario était de 9,0 % pour 2007 (9,0 % pour 2006).

Cornwall Electric, qui échappe à plusieurs exigences des lois mentionnées ci-dessus, 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 et établit les tarifs en fonction d'une année témoin future. 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, 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 ses charges d'exploitation, de transport et de distribution, ses impôts, ses frais d'amortissement et le rendement de l'actif de la base tarifaire autorisée (« RAB ») à hauteur de 10 % à 15 %. Le volet DVA des tarifs est habituellement révisé 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 lorsque les reports du CACÉ dans le CST dépassent 1,5 million \$ (3 millions \$ BZ).

Pour la période tarifaire complète (4 ans) ouverte le 1^{er} juillet 2007, si le taux de RAB réalisé à la fin de la période tarifaire complète est inférieur à 10 % ou supérieur à 15 %, les taux seront ajustés au cours de la prochaine période tarifaire complète.

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^{er} 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 RAB autorisé de 15 %, comme il est défini aux termes de la licence.

En décembre 2007, Caribbean Utilities a conclu un accord de principe avec le gouvernement des îles Caïmans à l'égard d'une nouvelle licence pour la production, devant être accordée initialement pour une durée d'un maximum de 25 ans, et d'une nouvelle licence pour le transport et la distribution, d'une durée de 20 ans, en vertu de nouveaux arrangements. Les nouvelles licences devraient être accordées au cours du premier semestre de 2008 et les tarifs imposés à la clientèle seront modifiés en conséquence à partir du 1^{er} janvier 2008. En vertu de l'accord de principe, l'actuel taux de RAB autorisé de 15 % sera remplacé par un mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs fondé sur les indices des prix à la consommation publiés. Les tarifs imposés à la clientèle seront maintenant établis d'après un RAB ciblé initial de 10 %. L'accord de principe précise le rôle de l'Electric Regulatory Authority, laquelle gèrera les licences, élaborera les normes régissant les licences et veillera à leur respect, examinera le mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs et approuvera les dépenses en immobilisations annuellement.

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 au moyen d'une année témoin future afin de fournir à Fortis Turks and Caicos un RAB 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 pour 2007 sollicitaient un bénéfice d'exploitation autorisé pour 2007 de 12 millions \$ (12 millions \$ US) et un manque à gagner cumulatif au 31 décembre 2007 de 8 millions \$ (8 millions \$ US). Fortis Turks and Caicos a un droit juridique, 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 charges futurs.

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.

Stocks de gaz, matières et fournitures

Les stocks de gaz sont évalués au coût moyen pondéré. 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, les apports de l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), les coûts recouvrables et les coûts des projets reportés, les gains reportés sur la vente d'actifs de transport et de distribution de gaz naturel, les paiements différés, les prêts de gestion de l'énergie, un dépôt au titre des impôts sur les bénéfices des sociétés, un placement détenu par Fortis Properties à titre de garantie pour un prêt, les dépôts des clients, les placements, les créances à long terme, les coûts des contrats de location et les autres charges et crédits reportés. 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'AUC. Les coûts recouvrables 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 dix ans et ces prêts sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient récupérés auprès des clients. Le dépôt au titre des impôts sur les bénéfices de sociétés a trait à la nouvelle cotisation d'impôt de Maritime Electric (note 26). Les autres charges et actifs reportés sont comptabilisés au coût et sont amortis sur la période estimative des avantages futurs.

Par suite de l'adoption du chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », des frais financiers reportés de 21 millions \$ au 1^{er} janvier 2007 liés à la dette à long terme ont été reclassés au bilan, passant des charges reportées et autres actifs à la dette à long terme (note 5).

Au 1^{er} janvier 2007, conformément aux dispositions transitoires du chapitre 3865, « Couvertures », les gains et les pertes reportés non amortis liés à des swaps résiliés antérieurement ont été reclassés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu (note 16). Une perte non amortie de 11 millions \$ (7 millions \$ après impôts) au 1^{er} janvier 2007, liée à la résiliation antérieure d'un swap de taux d'intérêt, a été reclassée des charges reportées et autres actifs, et un gain non amorti de 3 millions \$ (2 millions \$ après impôts) au 1^{er} janvier 2007, lié à la résiliation antérieure d'un swap de devises à terme libellé en dollars américains, a été reclassé des crédits reportés (note 11).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

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 2007, le passif réglementaire à long terme au titre des coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux était de 319 millions \$ (307 millions \$ au 31 décembre 2006) (note 4 *xiv*). Les sociétés Terasen Gas comptabilisent les coûts réels d'enlèvement et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, en les imputant aux amortissements cumulés. En raison de l'absence d'une étude d'amortissement à jour approuvée par l'organisme de réglementation des sociétés Terasen Gas, il n'a pas été possible de produire une estimation raisonnable de tous les actifs ou passifs réglementaires liés aux coûts futurs d'enlèvement et de remise en état des lieux pour les sociétés Terasen Gas au 31 décembre 2007. 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 2007 et de 2006 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 les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric et Belize Electricity, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, sans qu'aucune perte, le cas échéant, 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 de gaz et 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 des sociétés Terasen Gas, 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 2007 s'est établie à environ 22 millions \$ (22 millions \$ en 2006).

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

Conformément aux exigences de leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés Terasen Gas, 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. Les coûts indirects capitalisés (« CIC ») sont imputés aux immobilisations construites et amortis sur leur durée de vie utile estimative. En 2007, les CIC ont totalisé 40 millions \$ (18 millions \$ en 2006).

Les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric et 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 2007 s'est établie à 8 millions \$ (4 millions \$ en 2006) (note 17), y compris une composante capitaux propres de 3 millions \$ (2 millions \$ en 2006). 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 bénéficiaires. 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 2007, la dotation aux amortissements a été réduite de 5 millions \$ (5 millions \$ en 2006) 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 0,4 % à 33,0 %. Le taux mixte d'amortissement avant réduction pour amortissement des apports sous forme d'aide à la construction en 2007 s'est établi à 3,6 % (4,2 % en 2006).

Les fourchettes des durées de service et les durées de service résiduelles moyennes des actifs de distribution, de transport et de production de la Société, aux 31 décembre, se présentaient comme suit.

	2007		2006	
	Fourchette des durées de service moyennes (années)	Durées de service résiduelles moyennes (années)	Fourchette des durées de service moyennes (années)	Durées de service résiduelles moyennes (années)
Distribution				
Gaz	10–100	33	–	–
Électricité	10–75	28	10–75	27
Transport				
Gaz	10–50	38	–	–
Électricité	10–75	34	10–75	30
Production	5–75	32	5–75	31

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 2 à 25 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 incluent la juste valeur estimative des droits sur l'eau liés à la centrale Rankine en Ontario et les actifs incorporels liés à l'acquisition de Terasen. 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^{er} 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, et la contribution aux bénéfices relative à la NEA prendra fin.

À l'acquisition de Terasen, une tranche de 10 millions \$ a été attribuée à la valeur associée aux contrats de vente de CWLP. Les actifs incorporels sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle des contrats jusqu'au 31 décembre 2011. Une tranche d'environ 1 million \$ a été attribuée à la dénomination commerciale Terasen liée aux activités non réglementées et n'est pas assujettie à l'amortissement. Au 31 décembre 2007, la valeur comptable nette des actifs incorporels s'établissait à 15 millions \$, déduction faite de l'amortissement cumulé de 21 millions \$ (10 millions \$ en 2006, déduction faite de l'amortissement cumulé de 15 millions \$).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

Perte de valeur des actifs à long terme

La Société révisé l'évaluation des immobilisations de services publics, des biens productifs, des actifs incorporels à durée de vie limitée, 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 montant total des flux de trésorerie non actualisés 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 la réduction de valeur est décelée. Il n'y a eu aucune incidence sur les états financiers découlant d'une réduction de valeur des actifs pour les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006.

Le test de dépréciation 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 tel 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 de gaz et 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, à une date d'acquisition, l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des montants nets attribués aux actifs individuels acquis et aux passifs individuels pris en charge dans le cadre d'une acquisition de société. L'écart d'acquisition est comptabilisé au coût initial moins tout amortissement antérieur et moins-value pour dépréciation. 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 les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006.

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 d'après les 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 Terasen et Newfoundland Power, les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur. Pour Terasen Gas et Newfoundland Power, les actifs des régimes sont évalués en utilisant la valeur de marché, de telle sorte que les rendements des placements supérieurs ou inférieurs aux rendements prévus sont constatés dans la valeur des actifs 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 Terasen Gas et 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^{er} janvier 2000, Newfoundland Power a appliqué, de manière prospective, les recommandations du chapitre 3461 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA »). 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.

Comme approuvé par l'organisme de réglementation concerné, le coût des régimes de retraite à prestations déterminées de FortisAlberta est récupéré dans les tarifs imposés à la clientèle 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 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 ix) et xvi).

Régimes d'avantages complémentaires de retraite

La Société, Terasen, 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, Terasen, 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 d'après 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 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.

Comme approuvé par les organismes de réglementation respectifs, les coûts des régimes d'avantages complémentaires de retraite de FortisAlberta et de Newfoundland Power sont récupérés à même les tarifs imposés à la clientèle en fonction des paiements au comptant versés, sauf les allocations de retraite versées en vertu du programme de retraite anticipée de 2005 de Newfoundland Power. Les coûts liés aux régimes supplémentaires de retraite de FortisAlberta sont aussi récupérés à même les tarifs imposés à la clientèle 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 – dont la récupération, ou le remboursement, à même les tarifs futurs imposés à la clientèle est prévu – est assujéti au report (note 4 *iii*)).

Rémunération à base d'actions

La Société comptabilise une charge de rémunération à l'émission d'options sur actions attribuées en vertu du régime d'options sur actions de 2002 (« le régime de 2002 ») et du régime d'options sur actions de 2006 (« le régime de 2006 ») de la Société (note 15). 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 2007 était de 1,00 \$ US = 0,99 \$ CA (1,00 \$ US = 1,17 \$ CA au 31 décembre 2006). Les gains et les pertes de change latents qui en découlent sont cumulés et présentés sous une rubrique distincte des capitaux propres, soit le cumul des autres éléments du résultat étendu, et la variation de la période écoulée est comptabilisée dans l'état du résultat étendu. Les produits et les charges sont convertis au taux de change moyen en vigueur au cours de la période.

Les gains et les pertes de change sur titres de dette à long terme libellés en devises désignés à titre de couverture efficace des investissements nets dans des établissements étrangers sont comptabilisés séparément dans l'état du résultat étendu.

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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

Instruments financiers

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2007, la Société a adopté le chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », et le chapitre 3861, « Instruments financiers – informations à fournir et présentation », du *Manuel de l'ICCA*.

La Société désigne ses instruments financiers selon l'une des cinq catégories suivantes : i) détenus à des fins de transaction, ii) disponibles à la vente, iii) détenus jusqu'à leur échéance, iv) prêts et créances, ou v) autres passifs financiers. Tous les instruments financiers sont initialement évalués à leur juste valeur. Les instruments financiers classés comme détenus à des fins de transaction ou disponibles à la vente sont par la suite évalués à leur juste valeur, et toute variation de la juste valeur est comptabilisée en résultat net pour la première catégorie d'instruments et dans les autres éléments du résultat étendu dans le cas de la seconde catégorie. Tous les autres instruments financiers sont par la suite évalués à leur coût après amortissement.

Tous les instruments financiers dérivés, y compris les dérivés incorporés dans des instruments financiers ou d'autres contrats qui ne sont pas jugés étroitement liés à l'instrument financier ou au contrat hôte, sont habituellement classés comme détenus à des fins de transaction et, par conséquent, doivent être évalués à leur juste valeur, et toute variation de la juste valeur est comptabilisée en résultat net. Si un instrument financier dérivé est désigné à titre d'élément de couverture dans une relation de couverture de flux de trésorerie admissible, la composante efficace de la variation de la juste valeur est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu. Toute variation de la juste valeur liée à la composante inefficace est immédiatement comptabilisée en résultat net. Pour les sociétés de services publics à tarif réglementé, la différence entre le montant comptabilisé lors de la variation de la juste valeur d'un instrument financier dérivé, qu'il soit ou non utilisé dans une relation de couverture admissible, et le montant recouvré des clients aux tarifs actuels est assujettie au traitement de report réglementaire. Ce montant doit être recouvré des clients ou versé aux clients au moyen des tarifs futurs (note 4).

Actuellement, la Société limite l'utilisation d'instruments financiers dérivés à ceux qui sont définis comme étant des couvertures, comme il est décrit à la rubrique « Relations de couverture ».

La Société a choisi le 1^{er} janvier 2003 comme date de transition pour la constatation des dérivés incorporés et, par conséquent, constate à titre d'actifs et de passifs distincts uniquement les dérivés incorporés dans des instruments hybrides émis, acquis ou substantiellement modifiés à compter du 1^{er} janvier 2003. Bien que certains contrats d'emprunt à long terme de la Société comportent des options de paiement anticipé qui sont admissibles à titre de dérivés incorporés aux fins de comptabilisation distincte, aucun de ces dérivés n'a été comptabilisé puisqu'ils ont une incidence négligeable sur les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société.

La convention de la Société prévoit la constatation des coûts de transaction liés aux actifs et aux passifs financiers qui sont classés comme détenus à des fins autres que de transaction à titre d'ajustement du coût de ces actifs et passifs financiers comptabilisés au bilan. Ces coûts de transaction sont amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif sur la durée de vie de l'instrument financier connexe.

Relations de couverture

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2007, la Société a adopté le chapitre 3865, « Couvertures », du *Manuel de l'ICCA*.

Au 31 décembre 2007, les relations de couverture de la Société étaient composées de swaps de taux d'intérêt, de contrats d'options et de swaps sur gaz naturel et d'emprunts en dollars américains. Les instruments financiers dérivés sont uniquement utilisés pour gérer le risque et ne sont pas utilisés à des fins de négociation.

Fortis Properties et les sociétés Terasen Gas ont désigné leurs contrats de swaps de taux d'intérêt comme couvertures du risque de flux de trésorerie lié à la dette à taux variable. Les contrats de swaps de taux d'intérêt sont évalués à la valeur actualisée de leurs flux de trésorerie futurs selon les courbes de taux d'intérêt futurs publiées. La juste valeur des contrats de swaps de taux d'intérêt de Fortis Properties qui font partie de relations de couverture efficaces et les variations futures de cette juste valeur sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu. Toute variation de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt des sociétés Terasen Gas, qu'ils soient ou non utilisés dans une relation de couverture admissible, est reportée à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de récupération auprès des clients ou de remboursement aux clients à même les tarifs futurs, comme le permet l'organisme de réglementation.

La majorité des contrats d'approvisionnement en gaz naturel des sociétés Terasen Gas sont assortis de prix variables au lieu de prix fixes; des swaps et des options sur gaz naturel sont donc utilisés pour bloquer le prix d'achat réel du gaz naturel. Au 31 décembre 2007, aucun des swaps et des options sur gaz naturel n'a été désigné pour couvrir les contrats d'approvisionnement en gaz naturel. Néanmoins, une variation de la juste valeur des swaps et des options sur gaz naturel, qu'ils soient ou non utilisés dans une relation de couverture admissible, est reportée à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de paiement aux clients à même les tarifs futurs comme le permet l'organisme de réglementation. La juste valeur des swaps et des options sur gaz naturel reflète les montants estimatifs que les sociétés Terasen Gas devraient payer pour résilier les contrats au 31 décembre 2007.

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 investissements nets dans des établissements étrangers au moyen d'emprunts en dollars américains. La Société a désigné sa dette à long terme libellée en dollars américains à titre de couverture du risque de change lié à ses investissements nets dans des établissements étrangers autonomes libellés en dollars américains. Dans le cadre de la couverture des investissements nets dans des établissements étrangers autonomes, les gains et les pertes de change latents sur la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains servent à contrebalancer les gains et les pertes de change latents sur les investissements nets dans des établissements étrangers. Les gains et les pertes de change latents sur la dette à long terme libellée en dollars américains et les investissements nets dans des établissements étrangers sont constatés dans les autres éléments du résultat étendu.

Impôts sur les bénéfices

À l'exception de ce qui est décrit ci-après pour les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power, la Société et ses filiales appliquent la méthode axée sur le bilan 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 (le recouvrement) d'impôts de l'exercice est constaté(e) à hauteur des impôts à payer (à recevoir) estimatifs pour l'exercice.

Actuellement, les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power appliquent la méthode des impôts exigibles pour comptabiliser les impôts, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs. En vertu de cette nouvelle méthode, les tarifs courants imputés à la clientèle 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.

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. En l'absence de réglementation des tarifs, les actifs et les passifs d'impôts futurs sont comptabilisés, et les actifs d'impôts futurs et les passifs d'impôts futurs de la Société auraient augmenté d'environ respectivement 344 millions \$ et 29 millions \$ au 31 décembre 2007 (respectivement 127 millions \$ et 56 millions \$ au 31 décembre 2006).

Belize Electricity est assujettie aux impôts sur les bénéfices des sociétés. Toutefois, ces impôts 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.

La Société ne provisionne pas d'impôts sur les bénéfices pour les bénéfices non répartis de filiales étrangères que l'on ne prévoit pas rapatrier dans un avenir prévisible.

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 gaz à des pressions élevées (habituellement de 2 070 kilopascals (« kPa ») et plus) et d'électricité à des tensions élevées (habituellement de 69 kilovolts (« kV ») et plus). La distribution s'entend de la transmission de gaz à des pressions moins élevées (habituellement de moins de 2 070 Kpa) et d'électricité à des tensions moins élevées (habituellement de moins de 69 kV). Les réseaux de distribution acheminent le gaz et 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 de gaz par les sociétés Terasen Gas et d'électricité par FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos sont constatés selon la comptabilité d'exercice. Le gaz et l'électricité sont calculés au compteur à la livraison aux clients et sont constatés à titre de produits selon les tarifs approuvés lorsqu'ils sont consommés. Les compteurs sont lus à intervalles réguliers, et la facturation est établie en fonction de ces lectures. À la fin de chaque période, une certaine quantité de gaz et d'électricité consommée n'aura pas été facturée. La quantité de gaz et d'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.

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 xv).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

Constatation des produits (suite)

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'AUC, FortisAlberta est tenue de retenir et de payer les services de transport de l'AESO et de percevoir de ses clients les produits tirés du transport en facturant les détaillants des clients par l'intermédiaire de la composante transport des tarifs de FortisAlberta approuvés par l'AUC. FortisAlberta est uniquement une société de distribution et, par conséquent, elle n'exerce aucune activité de transport ou de production. La société est un conduit servant à transmettre 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 (note 4 v)).

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.

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, moyennant 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 d'électricité 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^{er} 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.

Modifications comptables

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2007, la Société a adopté le chapitre 1506 révisé du *Manuel de l'ICCA*, « Modifications comptables », qui porte sur les modifications de méthodes comptables, les changements d'estimations comptables et la correction d'erreurs.

En vertu du chapitre 1506 révisé, un changement volontaire de méthodes comptables n'est possible que s'il aboutit à des états financiers qui fournissent une information fiable et plus pertinente. Des informations additionnelles sont requises lorsque la Société n'a pas appliqué une nouvelle source première des PCGR du Canada qui a été publiée mais qui n'est pas encore en vigueur, de même que lorsque des changements sont apportés aux estimations comptables ou que des erreurs sont corrigées. L'adoption de cette norme révisée n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés annuels de la Société de 2007, à l'exception des informations fournies dans la note 3.

Utilisation d'estimations comptables

La préparation d'états financiers selon les PCGR du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des jugements 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 et jugements reposent sur l'expérience historique, les conditions actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances. En outre, certaines estimations sont nécessaires, car les milieux réglementaires au sein desquels les services publics de la Société exercent leurs activités exigent souvent que ces montants soient comptabilisés à leur valeur estimative jusqu'à ce qu'ils soient établis, conformément aux décisions réglementaires ou aux autres processus de réglementation. En raison de l'évolution des faits et des circonstances et de l'incertitude inhérente à l'élaboration d'estimations, les résultats réels pourraient être très différents des estimations actuelles. Les estimations et jugements sont révisés régulièrement et, lorsque des ajustements s'avèrent nécessaires, ils sont passés en résultat au cours de la période où ils sont confirmés.

3. Prises de position comptables futures

Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

En 2006, le Conseil des normes comptables du Canada (« CNC ») a publié un nouveau plan stratégique qui aura une incidence importante sur les exigences de présentation de l'information financière des sociétés canadiennes. Le plan stratégique du CNC vise la convergence des PCGR du Canada avec les IFRS sur une période transitoire prévue de cinq ans. En février 2008, le CNC a confirmé que le passage aux IFRS pour les entreprises à but lucratif ayant une obligation publique de rendre des comptes prendra effet à compter de 2011. La date de transition proposée du 1^{er} janvier 2011 exigera le retraitement, à des fins de comparaison, des montants présentés par la Société pour son exercice se terminant le 31 décembre 2010. Bien que Fortis ait commencé à évaluer l'adoption des IFRS pour 2011, l'incidence de la transition vers les IFRS sur la présentation de l'information financière de la Société ne peut être raisonnablement estimée à l'heure actuelle.

Activités à tarifs réglementés

En août 2007, le CNC a publié un Résumé des décisions à l'appui de l'élimination de l'exemption temporaire prévue au chapitre 1100 du *Manuel de l'ICCA*, « Principes comptables généralement reconnus », qui dispense les entités soumises à une réglementation de leurs tarifs d'avoir à appliquer le chapitre à l'égard de la constatation et de l'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs. Le CNC a également modifié le chapitre 3465, « Impôts sur les bénéficiaires », afin d'exiger la constatation des passifs et des actifs d'impôts futurs, de même que la compensation des actifs et des passifs réglementaires par les entités assujetties à la réglementation des tarifs. Ces modifications seront applicables prospectivement pour la Société à compter du 1^{er} janvier 2009. Le CNC a également décidé de maintenir les directives actuelles pour les activités à tarifs réglementés traitant des immobilisations corporelles, de la sortie d'actifs à long terme et de l'abandon d'activités, et des états financiers consolidés, et de conserver dans le *Manuel de l'ICCA* la Note d'orientation concernant la comptabilité 19 (« NOC-19 ») existante, « Entités assujetties à la réglementation des tarifs – informations à fournir », mais de la mettre à jour pour tenir compte des autres changements. Le CNC a également décidé que, dans la version définitive du document « Historique et fondement des conclusions » de son projet sur la réglementation tarifaire, il ne serait pas fait état des points de vue du CNC concernant le statut du Statement of Financial Accounting Standards No. 71, Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation des États-Unis en tant qu'« autre source de PCGR » dans la hiérarchie des PCGR du Canada.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

3. Prises de position comptables futures (suite)

Activités à tarifs réglementés (suite)

Conformément à la modification apportée au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », qui sera en vigueur le 1^{er} janvier 2009, Fortis sera tenue de constater les actifs et passifs d'impôts futurs et les passifs et actifs réglementaires connexes liés au montant des impôts futurs qui sera pris en compte dans les tarifs futurs de gaz et d'électricité et recouvré des clients ou versé à ceux-ci. Actuellement, les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power utilisent la méthode des impôts exigibles pour comptabiliser les impôts. L'incidence sur les états financiers consolidés de la Société, si elle avait adopté le chapitre 3465 modifié, « Impôts sur les bénéfices », au 31 décembre 2007, se serait traduite par une augmentation des actifs et passifs d'impôts futurs de respectivement 54 millions \$ et 489 millions \$, et par une augmentation équivalente des passifs et actifs réglementaires connexes de respectivement 54 millions \$ et 489 millions \$. Ces montants comprennent l'incidence sur les impôts futurs du règlement ultérieur des actifs et des passifs réglementaires connexes à même les tarifs imposés à la clientèle, et de la présentation distincte des actifs et passifs d'impôts futurs qui ne sont pas constatés actuellement. Fortis continue d'évaluer et de surveiller toute incidence additionnelle sur la présentation de l'information financière de la comptabilisation propre aux activités à tarifs réglementés.

Stocks

À compter du 1^{er} janvier 2008, la Société adoptera le nouveau chapitre 3031, « Stocks », du *Manuel de l'ICCA*. La nouvelle norme exige que les stocks soient évalués au coût, ou à la valeur de réalisation nette si cette dernière est moins élevée; interdit l'utilisation de la méthode du dernier entré, premier sorti pour l'établissement du coût; et exige que la charge de dépréciation fasse l'objet d'une reprise lorsque les circonstances ayant auparavant entraîné la dépréciation des stocks en deçà du coût n'existent plus. On prévoit que cette nouvelle norme n'aura pas une incidence importante sur le bénéfice, les flux de trésorerie ni la situation financière de la Société.

Informations à fournir concernant le capital

À la suite de la publication du nouveau chapitre 1535 du *Manuel de l'ICCA*, « Informations à fournir concernant le capital », Fortis sera tenue de présenter des informations supplémentaires sur son capital et sur la façon dont il est géré dans les notes afférentes aux états financiers consolidés. Ces informations supplémentaires comprennent des données quantitatives et qualitatives sur les objectifs, les politiques et les processus de gestion du capital. La nouvelle norme s'applique à Fortis à compter de son exercice ouvert le 1^{er} janvier 2008.

Instruments financiers – présentation et informations à fournir

Les nouvelles recommandations concernant la comptabilité relatives à la présentation des instruments financiers et aux informations à fournir à leur égard (chapitres 3862 et 3863 du *Manuel de l'ICCA*) entrent en vigueur pour la Société à compter du 1^{er} janvier 2008. Conformément aux nouvelles recommandations, la Société sera tenue de fournir des informations tant qualitatives que quantitatives qui permettront aux utilisateurs des états financiers d'évaluer la nature et l'étendue des risques liés aux instruments financiers auxquels la Société est exposée.

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 au titre de ceux qui devraient être récupérés auprès des clients ou remboursés à ces derniers au cours des périodes futures.

Actifs réglementaires

<i>(en millions)</i>	2007	2006	Période de récupération résiduelle (années)
Comptes de stabilisation tarifaire – Sociétés Terasen Gas <i>i)</i>	99 \$	– \$	1–3
Comptes de stabilisation tarifaire – Services publics d’électricité <i>ii)</i>	55	44	Diverses
Actif réglementaire lié aux ACR <i>iii)</i>	44	36	Diverses
Impôts sur les bénéfices recouvrables au titre des régimes d’ACR <i>iv)</i>	16	–	Diverses
Report des charges de l’AESO <i>v)</i>	8	40	2
Amortissement reporté des immobilisations <i>vi)</i>	12	6	1–3
Compte de normalisation des effets climatiques <i>vii)</i>	11	12	Ne peut être établie
Dégrouperment des services destinés aux clients résidentiels <i>viii)</i>	9	–	1–3
Coûts reportés des régimes de retraite <i>ix)</i>	8	9	8
Nouvelle cotisation d’impôt du pipeline Southern Crossing <i>x)</i>	7	–	Ne peut être établie
Coût de gestion de l’énergie <i>xi)</i>	6	6	8
Charges locatives <i>xii)</i>	5	4	16–28
Autres actifs réglementaires <i>xiii)</i>	32	14	1–28
Total des actifs réglementaires	312	171	
Moins : tranche échéant à moins d’un an	(119)	(31)	1
Actifs réglementaires à long terme	193 \$	140 \$	

Passifs réglementaires

<i>(en millions)</i>	2007	2006	Période de règlement résiduelle (années)
Provision réglementaire pour coûts futurs d’enlèvement et de remise en état des lieux <i>xiv)</i>	319 \$	307 \$	Ne peut être établie
Passif au titre des produits non facturés <i>xv)</i>	22	25	Ne peut être établie
Report des charges de retraite <i>xvi)</i>	6	4	1–7
Passif d’incitatifs selon l’ÉTR <i>xvii)</i>	14	3	1–2
Autres passifs réglementaires <i>xviii)</i>	31	20	1–5
Total des passifs réglementaires	392	359	
Moins : tranche échéant à moins d’un an	(20)	(19)	1
Passifs réglementaires à long terme	372 \$	340 \$	

Description de la nature des actifs et des passifs réglementaires

i) Comptes de stabilisation tarifaire – Sociétés Terasen Gas
Les comptes de stabilisation tarifaire des sociétés Terasen Gas sont amortis et recouverts à même les tarifs imposés à la clientèle tels qu’ils sont approuvés par la BCUC. Les comptes de stabilisation tarifaire atténuent l’effet de facteurs imprévisibles et non contrôlables sur les gains, notamment la volatilité des volumes causée principalement par les conditions météorologiques et la volatilité des cours du gaz naturel. TGI utilise un mécanisme de rajustement pour la stabilisation des produits (« MRSP ») qui saisit les écarts entre les prévisions et la consommation réelle de gaz naturel par les clients résidentiels et commerciaux.

De plus, un compte de redressement du coût des marchandises (« CRCM ») et un compte de redressement du coût des activités médianes (« CRCAM ») saisissent les écarts entre les coûts réels du gaz naturel et les coûts prévus tels qu’ils sont recouverts en fonction des tarifs de base. Le CRCAM saisit les écarts de coût du gaz applicables à toutes les ventes clients, tandis que le CRCM saisit les écarts applicables à tous les clients résidentiels et à certains clients industriels pour lesquels TGI fournit l’approvisionnement en gaz.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

4. Actifs et passifs réglementaires (suite)

Description de la nature des actifs et des passifs réglementaires (suite)

i) Comptes de stabilisation tarifaire – Sociétés Terasen Gas (suite)

TGVI utilise un compte de variation des coûts du gaz (« CVCG ») qui atténue l'incidence de la volatilité du coût du gaz naturel sur ses bénéfices. TGVI maintient aussi un compte de report de l'insuffisance des produits (« CRIP ») dans le but d'accumuler les coûts non recouverts liés à la prestation de services aux clients ou d'amortir ces coûts lorsque le bénéfice dépasse le RCP autorisé établi par la BCUC. Le montant du CRIP représente le cumul de l'excédent du bénéfice autorisé sur les bénéfices réalisés avant 2003 qui doit être recouvert à même les tarifs futurs. Au cours de 2007, le CRIP a diminué puisque les bénéfices réalisés ont excédé le RCP autorisé.

Le montant du MRSP devrait être recouvert à même les tarifs sur une période de trois ans, et le total du solde au 31 décembre 2007 s'établissait à 18 millions \$. Les montants du CRCAM, du CRCM et du CVCG devraient être recouverts en totalité au cours du prochain exercice. Le recouvrement des comptes de stabilisation tarifaire est tributaire de la consommation réelle de gaz naturel et des montants de recouvrement approuvés par la BCUC.

ii) Comptes de stabilisation tarifaire – Services publics d'électricité

Les comptes de stabilisation tarifaire liés aux services publics d'électricité à tarifs réglementés de la Société (Newfoundland Power, Maritime Electric, Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos) sont recouverts ou remboursés à même les tarifs imposés à la clientèle approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Les comptes de stabilisation tarifaire servent principalement à atténuer l'incidence, sur le bénéfice, de la variabilité du coût du carburant ou de l'énergie achetée au-delà ou en deçà d'un niveau prévu ou préétabli. De plus, dans le cas de Belize Electricity, un compte de stabilisation tarifaire est utilisé pour reporter et recouvrer les dommages causés par les ouragans et les charges auprès de la clientèle. La période de recouvrement des comptes de stabilisation tarifaire est variable et assujettie à une vérification régulière par les organismes de réglementation respectifs.

Le 1^{er} juillet de chaque année, les tarifs facturés à la clientèle de Newfoundland Power sont recalculés pour amortir le solde de son compte de stabilisation tarifaire au 31 décembre de l'exercice précédent sur les douze mois suivants. En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts reportés au compte de stabilisation tarifaire de Newfoundland Power continueraient d'être comptabilisés de manière semblable, mais le montant récupéré et la période de récupération ne seraient pas assujettis à une approbation réglementaire.

Le taux de récupération du compte de stabilisation tarifaire en fonction du coût de l'électricité (« CSTCÉ ») et de compte de stabilisation tarifaire lié aux ouragans (« CSTO ») de Belize Electricity est recalculé le 1^{er} juillet de chaque année en fonction du solde du CSTCÉ et du CSTO à la fin de l'exercice précédent, mais peut être ajusté en tout temps lorsqu'il atteint un certain seuil.

Au 31 décembre 2007, un solde de 14 millions \$ de coûts reportés avant l'exercice 2004 dans le compte de mécanisme d'ajustement du coût de l'énergie (« MACÉ ») de Maritime Electric restait à amortir. Comme approuvé par l'IRAC, ce solde doit être amorti et récupéré auprès de la clientèle à raison de 2 millions \$ par an sur une période de récupération de sept ans. Le report annuel des coûts de l'énergie au compte de MACÉ est récupéré auprès de la clientèle ou remboursé à la clientèle, comme le permet l'IRAC, sur une période continue de douze mois.

Sauf en ce qui concerne Newfoundland Power, en l'absence de réglementation des tarifs, les coûts de l'approvisionnement en carburant et en électricité devraient être comptabilisés dans la période au cours de laquelle ils sont engagés.

iii) 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 régimes d'ACR est récupéré à même les tarifs imposés à la clientèle, tel que le permettent leurs organismes de réglementation respectifs. Avec prise d'effet en 2005, comme l'autorise la BCUC, la récupération du coût des régimes d'ACR auprès des clients de FortisBC est basée sur le coût décaissé majoré d'une récupération partielle du coût cumulé intégral des régimes d'ACR.

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. En l'absence de réglementation des tarifs, la charge au titre des prestations aurait été constatée selon la comptabilité d'exercice, comme établie par les calculs actuariels, sans report des coûts comptabilisés au bilan. Les actifs réglementaires liés aux ACR de FortisAlberta et de FortisBC ne sont pas assujettis à un rendement réglementaire.

iv) Impôts sur les bénéfices recouvrables au titre des régimes d'ACR

L'organisme de réglementation de TGI permet à celle-ci de récupérer les coûts relatifs aux ACR dans les tarifs imposés à la clientèle selon la méthode de la comptabilité d'exercice plutôt que selon la méthode de la comptabilité de caisse, ce qui entraîne un écart temporaire aux fins fiscales. Étant donné que TGI comptabilise ses impôts sur les bénéfices selon la méthode des impôts exigibles, l'incidence fiscale de cet écart temporaire est reportée comme un actif réglementaire et diminuera à mesure que les versements au comptant au titre des régimes d'ACR dépasseront les charges comptabilisées et les montants recouverts auprès des clients au moyen des tarifs. En l'absence de réglementation des tarifs, les impôts sur les bénéfices ne seraient pas reportés.

v) *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 et qui doivent être récupérés dans 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 qui doit être remboursé à la clientèle au moyen d'une réduction des tarifs futurs ou comptabilisé lorsque des coûts additionnels seront engagés. Avec la permission de l'AEUB, le solde du compte de report des charges de l'AESO au 31 décembre 2006, soit 13 millions \$, a été récupéré auprès de la clientèle. Au 31 décembre 2007, le solde du compte de report des charges de l'AESO devait être récupéré dans les tarifs imposés à la clientèle pendant les exercices 2008 et 2009. En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts auraient été passés en charges au fur et à mesure et aucun report n'aurait été permis.

Au cours de 2007, FortisAlberta a vendu à une banque à charte canadienne des tranches d'environ respectivement 28 millions \$ et 38 millions \$ du compte de report des charges de l'AESO de 2006 et de 2007 pour des contreparties d'environ respectivement 28 millions \$ et 38 millions \$. Les contreparties consistaient en un montant au comptant de 64 millions \$ et en un effet à recevoir d'environ 2 millions \$ échéant en février 2009 et 2010 (note 5).

vi) *Amortissement reporté des immobilisations*

Au cours de chacun des exercices 2006 et 2007, Newfoundland Power a reporté la récupération d'une augmentation de 6 millions \$ de l'amortissement des immobilisations, conformément à une ordonnance du PUB. Le solde d'environ 12 millions \$ au 31 décembre 2007 sera amorti par imputation aux charges d'exploitation et inclus dans les tarifs imposés à la clientèle de façon linéaire au cours des trois prochaines années. En l'absence de réglementation des tarifs, le report de l'amortissement des immobilisations n'aurait pas été comptabilisé.

vii) *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. Le solde du compte de normalisation des effets climatiques devrait se rapprocher de zéro avec le temps puisqu'il est basé sur les moyennes à long terme des conditions climatiques. Selon l'ordonnance du PUB, une tranche d'environ 7 millions \$ du compte de normalisation des effets climatiques doit être amortie de façon linéaire sur la période de 2008 à 2012. En l'absence de réglementation des tarifs, ces fluctuations auraient été passées en résultat dans la période au fur et à mesure.

La période de récupération du solde résiduel du compte de normalisation des effets climatiques ne peut être établie, puisqu'elle dépend des conditions climatiques futures.

viii) *Dégrouperment des services destinés aux clients résidentiels*

Les coûts de dégroupement des services destinés aux clients résidentiels ont trait aux coûts engagés par TGI dans l'élaboration d'une solution de rechange qui permettrait à la clientèle résidentielle d'acheter du gaz naturel auprès de fournisseurs autres que TGI. La BCUC a approuvé le report de ces coûts et leur recouvrement sur une période de trois ans. Le solde au 31 décembre 2007 sera recouvré auprès de la clientèle à compter de 2008. 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.

ix) *Coûts reportés des régimes de retraite*

Les coûts reportés des régimes de retraite représentent les coûts de retraite additionnels résultant du programme de retraite anticipée de 2005 de Newfoundland Power qui ont été reportés et qui sont amortis sur une période de dix ans, qui a débuté le 1^{er} avril 2005, selon l'ordonnance du PUB. En l'absence de réglementation des tarifs, ces coûts auraient été passés en charges en 2005.

x) *Nouvelle cotisation d'impôt du pipeline Southern Crossing*

Le report de la nouvelle cotisation d'impôt du pipeline Southern Crossing est lié à une taxe additionnelle établie par la British Columbia Social Services Tax à l'égard de laquelle TGI a interjeté appel. En 2006, la société a effectué un paiement de 10 millions \$, en geste de bonne foi, en attendant la décision concernant l'appel. Au cours de 2007, le montant de la cotisation a été réduit à 7 millions \$ et le montant versé en trop a été remboursé à TGI. Selon le règlement de l'affaire, TGI obtiendra le remboursement du solde ou transmettra les coûts aux clients au moyen des tarifs futurs. En l'absence de réglementation des tarifs, le paiement serait toujours comptabilisé dans les débiteurs d'ici le règlement de l'appel. Toute cotisation d'impôt définitive, au moment du règlement de l'appel, sera passée en charges dans la période où la cotisation deviendra connue (note 26).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

4. Actifs et passifs réglementaires (suite)

Description de la nature des actifs et des passifs réglementaires (suite)

xi) 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 raison de 12,5 % par an. Cet actif réglementaire représente le solde non amorti des coûts de gestion de l'énergie qui 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, les coûts des services de gestion de l'énergie auraient été passés en charges dans la période au cours de laquelle ils ont été engagés.

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 10). Cette entente prévoit que FortisBC paiera une charge liée à la récupération du coût en capital du PTB et des charges d'exploitation connexes. Les coûts liés au PTB ne sont pas intégralement récupérés par la société à même ses tarifs courants imposés à la clientèle. Le solde de l'actif réglementaire 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 dans l'exercice au cours duquel ils ont été engagés.

Dans le cadre d'un contrat de cession-bail conclu 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. En vertu du contrat, FortisBC a des options de rachat vers les 20^e et 28^e années du bail (note 25). La société comptabilise ce contrat de location comme un contrat de location-exploitation. Les modalités de ce contrat exigent des paiements échelonnés croissants sur sa durée. 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 auraient été comptabilisées linéairement selon la comptabilité d'exercice.

L'actif réglementaire au titre des charges locatives reportées n'est pas assujéti à un rendement réglementaire.

xiii) Autres actifs réglementaires

Les autres actifs réglementaires ont principalement trait aux sociétés Terasen Gas, à FortisAlberta, à Newfoundland Power, à FortisOntario et à Maritime Electric. Le solde est composé de divers éléments dont la valeur individuelle est inférieure à 5 millions \$. Au 31 décembre 2007, l'autorisation avait été obtenue de récupérer une tranche de 22 millions \$ du solde à même les tarifs futurs imposés à la clientèle et l'on devrait obtenir l'autorisation de récupérer le montant résiduel. Les périodes de récupération s'étendent de un an à vingt-huit ans. Au 31 décembre 2007, une tranche du solde de 4 millions \$ (4 millions \$ en 2006) n'était pas assujéti à un rendement réglementaire.

En l'absence de réglementation des tarifs, les reports n'auraient pas été autorisés.

xiv) 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 du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés. Le 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, moyennant la comptabilisation d'un ajustement correspondant à l'amortissement cumulé.

En 2007, 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 33 millions \$ (30 millions \$ en 2006). En 2007, les coûts réels d'enlèvement et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, se sont établis à 19 millions \$ (4 millions \$ en 2006). 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 au moyen de la dotation aux amortissements.

xv) *Passif au titre des produits non facturés*

Belize Electricity comptabilise les produits tirés des ventes d'électricité sur facturation (note 2). Avant le 1^{er} 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^{er} janvier 2006, Newfoundland Power a modifié de façon prospective sa convention à l'égard de la constatation des produits en adoptant la comptabilité d'exercice, avec la permission du PUB. Par conséquent, un écart cumulé de 24 millions \$ entre les produits constatés sur facturation au 31 décembre 2005 et les produits qui auraient été constatés 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 millions \$ de ce passif réglementaire en 2007 (3 millions \$ en 2006). Le solde non amorti au 31 décembre 2007 sera amorti de la façon suivante : 2008 – environ 7 millions \$; 2009 et 2010 – environ 5 millions \$ par exercice. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits seraient constatés selon la comptabilité d'exercice et le report des produits non encore facturés ne serait pas autorisé.

xvi) *Report des charges 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, le report des charges de retraite n'aurait pas été autorisé et l'amortissement du passif ne se serait pas produit. Ce report réglementaire des charges de retraite n'est pas assujéti à un rendement réglementaire.

xvii) *Passif d'incitatifs selon l'ÉTR*

Les cadres réglementaires de TGI et de FortisBC comportent 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 (note 2).

Le passif d'incitatifs réglementaires selon l'ÉTR de TGI en 2007, de 13 millions \$, devrait être remboursé à la clientèle au moyen de réductions de tarifs à partir de 2009. Le remboursement du passif d'incitatifs réglementaires selon l'ÉTR de FortisBC pour 2006, de 3 millions \$, a été approuvé par la BCUC aux fins de règlement en 2007 et sera fait au moyen de réductions des produits tirés de l'électricité de 2007, avec une augmentation correspondante des autres produits. En fonction de l'actuelle structure d'ÉTR, la BCUC a approuvé le règlement, en 2008, du passif d'incitatifs réglementaires selon l'ÉTR de FortisBC de 2007, de 1 million \$, lequel sera effectué au moyen d'une réduction des produits tirés de l'électricité de 2008. En l'absence de réglementation des tarifs, les montants d'incitatifs réglementaires selon l'ÉTR n'auraient pas été comptabilisés.

xvii) *Autres passifs réglementaires*

Les autres passifs réglementaires ont surtout trait aux sociétés Terasen Gas, à FortisAlberta, à Newfoundland Power et à FortisOntario. Le solde est composé de divers éléments dont le montant individuel est inférieur à 5 millions \$. Au 31 décembre 2007, la Société a obtenu l'autorisation soit de rembourser à la clientèle une tranche de 15 millions \$ du solde ou de la diminuer des tarifs futurs imposés à la clientèle et devrait obtenir une autorisation pour le montant résiduel. Les périodes de récupération s'étendent de un an à cinq ans. Au 31 décembre 2007, une tranche du solde de 7 millions \$ (10 millions \$ en 2006) n'était pas assujéti à un rendement réglementaire.

En l'absence de réglementation des tarifs, les reports n'auraient pas été permis.

Incidence de la réglementation des tarifs sur les états financiers

En l'absence de réglementation des tarifs et, ainsi, en l'absence de comptabilisation des actifs et passifs réglementaires comme il est décrit plus haut, l'incidence totale sur les états financiers annuels consolidés aurait été comme suit :

<i>(en millions)</i>	2007	2006
Diminution des actifs réglementaires	(303)\$	(167)\$
Diminution des passifs réglementaires	(392)	(359)
Diminution du solde d'ouverture des bénéfices non répartis	(108)	(162)
Augmentation des produits	343	18
Augmentation (diminution) des coûts d'approvisionnement énergétique	340	(15)
Augmentation des charges d'exploitation	62	10
Diminution de la dotation aux amortissements	(28)	(25)
Augmentation des frais financiers	3	2
(Diminution) augmentation des impôts sur les bénéfices des sociétés	(15)	16

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

5. Charges reportées et autres actifs

<i>(en millions)</i>	2007	2006
Coûts reportés des régimes de retraite (note 20)	120 \$	93 \$
Apports de l'AESO	19	17
Effets à recevoir à long terme – TGI (échéance en 2040)	7	–
Coûts récupérables et coûts de projets reportés	7	10
Prêts de gestion de l'énergie	6	4
Dépôt au titre des impôts sur les bénéfices des sociétés	6	6
Placement détenu à titre de garantie	3	3
Placements	2	2
Effet à recevoir à long terme – report de charges de l'AESO (note 4 v)	2	–
Autres charges reportées	7	7
Frais financiers reportés	–	21
Perte reportée sur swap de taux d'intérêt	–	11
	179 \$	174 \$

Par suite de l'adoption du chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », des frais financiers reportés de 21 millions \$ au 1^{er} janvier 2007 liés à la dette à long terme ont été reclassés au bilan, passant des charges reportées et autres actifs à la dette à long terme (note 10).

Au 1^{er} janvier 2007, conformément aux dispositions transitoires du chapitre 3865, « Couvertures », une perte reportée non amortie de 11 millions \$, liée à un swap de taux d'intérêt antérieurement résilié, a été reclassée des charges reportées et autres actifs au cumul des autres éléments du résultat étendu (note 16).

6. Immobilisations de services publics

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Apports sous forme d'aide à la construction (montant net)	Ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales (montant net)	Valeur comptable nette
Distribution					
Gaz	2 233 \$	(364)\$	(174)\$	– \$	1 695 \$
Électricité	3 536	(961)	(463)	(91)	2 021
Transport					
Gaz	1 277	(286)	(102)	–	889
Électricité	870	(224)	–	–	646
Production	915	(240)	–	–	675
Actifs en construction	155	–	–	–	155
Divers	992	(337)	(14)	–	641
	9 978 \$	(2 412)\$	(753)\$	(91)\$	6 722 \$

2006

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Apports sous forme d'aide à la construction (montant net)	Ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales (montant net)	Valeur comptable nette
Distribution d'électricité	3 223 \$	(864)\$	(426)\$	(96)\$	1 837 \$
Transport d'électricité	818	(229)	–	–	589
Production	903	(245)	–	–	658
Actifs en construction	130	–	–	–	130
Divers	552	(191)	–	–	361
	5 626 \$	(1 529)\$	(426)\$	(96)\$	3 575 \$

Les actifs de distribution de gaz sont ceux qui sont utilisés aux fins du transport du gaz naturel à des pressions moins élevées (habituellement de moins de 2 070 kPa). Ces actifs comprennent les stations de distribution, l'équipement de télémétrie, les pipelines de distribution pour les canalisations et conduites de branchement, les compteurs et autre matériel connexe. Les actifs de distribution d'électricité sont ceux qui sont utilisés aux fins de la distribution d'électricité à des tensions moins élevées (habituellement de moins de 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 de gaz sont ceux utilisés pour le transport du gaz naturel à des pressions plus élevées (habituellement de 2 070 kPa et plus). Ces actifs comprennent les stations de transport, l'équipement de télémétrie, les pipelines de transport et autre matériel connexe. Les actifs de transport d'électricité sont ceux utilisés pour le transport de l'électricité à des tensions plus élevées (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.

Les actifs divers comprennent les terrains et les droits fonciers, les bâtiments, l'équipement, les véhicules et les biens liés aux technologies de l'information.

Le coût des immobilisations de services publics faisant l'objet de contrats de location-acquisition au 31 décembre 2007 s'établissait à 51 millions \$ (27 millions \$ en 2006) et l'amortissement cumulé connexe était de 19 millions \$ (3 millions \$ en 2006).

7. Biens productifs

2007

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Bâtiments	469 \$	(42)\$	427 \$
Terrains	54	–	54
Incitatifs à la location	22	(13)	9
Matériel	46	(18)	28
Construction en cours	1	–	1
	592 \$	(73)\$	519 \$

2006

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Bâtiments	421 \$	(35)\$	386 \$
Terrains	51	–	51
Incitatifs à la location	17	(11)	6
Matériel	40	(15)	25
Construction en cours	1	–	1
	530 \$	(61)\$	469 \$

Le coût des biens productifs faisant l'objet de contrats de location-acquisition au 31 décembre 2007 s'établissait à 6 millions \$ (11 millions \$ en 2006) et l'amortissement cumulé connexe était de 4 millions \$ (7 millions \$ en 2006).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

8. Écart d'acquisition

(en millions)	2007	2006
Solde au début de l'exercice	661 \$	512 \$
Acquisition de Terasen (note 21)	907	–
Reprise de provision pour coûts de restructuration	(2)	–
Acquisition d'une participation conférant le contrôle dans Caribbean Utilities (note 21)	–	106
Acquisition de Fortis Turks and Caicos (note 21)	–	39
Incidence de la conversion des devises	(22)	4
Solde à la fin de l'exercice	1 544 \$	661 \$

L'écart d'acquisition lié à l'acquisition d'une participation conférant le contrôle dans Caribbean Utilities le 7 novembre 2006 et à 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 2007 et 2006 découle de la conversion de l'écart d'acquisition libellé en dollars américains et de l'incidence de l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

9. 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 4,6 % à 6,2 % au 31 décembre 2007 (4,5 % à 6,8 % au 31 décembre 2006). Au 31 décembre 2007, la Société et ses filiales avaient des marges de crédit consolidées autorisées de 2,2 milliards \$, dont une tranche de 1,1 milliard \$ demeurait inutilisée.

(en millions)	Siège social et autres	Services publics réglementés	Fortis Properties	Total au 31 décembre 2007	Total au 31 décembre 2006
Total des facilités de crédit	715 \$	1 506 \$	13 \$	2 234 \$	952 \$
Facilités de crédit utilisées					
Emprunts à court terme	(6)	(468)	(1)	(475)	(98)
Dette à long terme (note 10)	(208)	(322)	–	(530)	(235)
Lettres de crédit en cours	(55)	(103)	(1)	(159)	(72)
Facilités de crédit disponibles	446 \$	613 \$	11 \$	1 070 \$	547 \$

Aux 31 décembre 2007 et 2006, 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 consenties 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.

Siège social et autres

Au 31 décembre 2007, Terasen Inc. détenait une facilité de crédit renouvelable non garantie consentie de 100 millions \$ venant à échéance en mai 2009 et servant aux besoins généraux de la société. Les lettres de crédit en cours de Terasen Inc. comprenaient 55 millions \$ liés à son ancienne entreprise de transport de pétrole, garantis par une lettre de crédit fournie par l'ancienne société mère de Terasen Inc.

Au cours de 2007, Fortis a résilié sa facilité de crédit renouvelable non garantie consentie de 50 millions \$ et a renégocié et modifié sa facilité de crédit non garantie consentie de 250 millions \$, reportant l'échéance à mai 2012 et portant le montant disponible à 600 millions \$. Fortis détient aussi une facilité de crédit à vue non garantie de 15 millions \$.

Services publics réglementés

Au 31 décembre 2007, TGI avait une facilité de crédit renouvelable non garantie consentie de 500 millions \$ venant à échéance en août 2012. Au 31 décembre 2007, TGVI avait une facilité de crédit renouvelable non garantie consentie de 350 millions \$ venant à échéance en janvier 2011. Ces facilités sont utilisées pour financer les besoins de fonds de roulement et les dépenses en immobilisations et pour les besoins généraux de la société. TGVI avait aussi une facilité de crédit subordonnée consentie, non renouvelable et non garantie, de 20 millions \$, venant à échéance en janvier 2013. Cette facilité de crédit ne peut être utilisée que pour le refinancement des remboursements annuels à l'égard des prêts gouvernementaux non porteurs d'intérêts.

En mai 2007, FortisAlberta a résilié l'une de ses facilités de crédit à vue non garanties de 10 millions \$, conservant une facilité de crédit à vue non garantie de 10 millions \$ pour les besoins de la société, et a reporté de mai 2010 à mai 2012 la date d'échéance de sa facilité de crédit non garantie consentie de 200 millions \$. La facilité de crédit de 200 millions \$ est utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et les besoins généraux de la société, et avec le consentement des emprunteurs, le montant de cette facilité peut être porté à 250 millions \$.

En mai 2007, FortisBC a renégocié et modifié sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 150 millions \$, réattribuant les montants disponibles entre la tranche de 364 jours et la tranche de trois ans de la facilité, et repoussant la date d'échéance de la facilité de trois ans, de mai 2008 à mai 2010. En outre, la société a la capacité d'augmenter le montant de la facilité de crédit à un total de 200 millions \$, sous réserve de l'approbation de la banque. Cette facilité est utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et les besoins généraux de la société. FortisBC détient aussi une facilité de crédit à vue non garantie de 10 millions \$.

Newfoundland Power a des facilités de crédit non garanties de 120 millions \$, composées d'une facilité de crédit renouvelable consentie de 100 millions \$ qui arrive à échéance en janvier 2009 et d'une facilité de crédit à vue non engagée de 20 millions \$.

Au cours de 2007, Maritime Electric a augmenté sa facilité de crédit renouvelable non garantie, la faisant passer de 30 millions \$ à 45 millions \$. Maritime Electric détient aussi une facilité de crédit non garantie de 25 millions \$ échéant en mai 2008.

FortisOntario a des lignes de crédit garanties totalisant 16 millions \$, dont une tranche de 10 millions \$ est utilisée exclusivement pour les lettres de crédit.

Le 27 novembre 2006, Caribbean Utilities a renégocié ses facilités de crédit, faisant passer de 13 millions \$ US à 19 millions \$ US sa ligne de crédit pour les dépenses en immobilisations, incluant les montants disponibles pour les lettres de crédit, et de 5 millions \$ US à 7,5 millions \$ US chacun sa ligne de crédit d'exploitation et son prêt de soutien en cas de sinistres.

En novembre 2007, Fortis Turks and Caicos a relevé le plafond d'emprunt aux termes de ses facilités de crédit d'exploitation, le faisant passer de 2 millions \$ US à 5 millions \$ US, et a obtenu une ligne de crédit pour les dépenses en immobilisations de 7 millions \$ US. Fortis Turks and Caicos a aussi un prêt de soutien en cas de sinistres de 9 millions \$ US.

Belize Electricity a une facilité de crédit à vue pour découvert de 11 millions \$ BZ.

Fortis Properties

Fortis Properties a une facilité de crédit à vue renouvelable garantie de 13 millions \$, utilisée pour les besoins généraux de la société.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

10. Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition

<i>(en millions)</i>	2007	2006
Services publics réglementés		
<i>Sociétés Terasen Gas</i>		
<i>Hypothèques en garantie du prix d'achat garanties :</i>		
Série A à 11,80 % échéant en 2015 (75 millions \$)	75 \$	– \$
Série B à 10,30 % échéant en 2016 (200 millions \$)	200	–
<i>Débetures non garanties :</i>		
Série E à 10,75 % échéant en 2009 (60 millions \$)	60	–
Série 9 à 6,20 % échéant en 2008 (188 millions \$)	188	–
Série 11 à 6,95 % échéant en 2029 (150 millions \$)	150	–
Série 18 à 6,50 % échéant en 2034 (150 millions \$)	150	–
Série 19 à 5,90 % échéant en 2035 (150 millions \$)	150	–
Série 21 à 5,55 % échéant en 2036 (120 millions \$)	120	–
Série 22 à 6,00 % échéant en 2037 (250 millions \$)	250	–
Emprunt remboursable du gouvernement échéant en 2008 (6 millions \$)	6	–
Obligations découlant des contrats de location-acquisition, échéant en 2012	9	–
	1 358	–
<i>FortisAlberta</i>		
Débetures non garanties de premier rang à 5,33 % échéant en 2014 (200 millions \$)	200	200
Débetures non garanties de premier rang à 6,22 % échéant en 2034 (200 millions \$)	200	200
Débetures non garanties de premier rang à 5,40 % échéant en 2036 (100 millions \$)	100	100
Débetures non garanties de premier rang à 4,99 % échéant en 2047 (110 millions \$)	110	–
	610	500
<i>FortisBC</i>		
<i>Débetures garanties :</i>		
Série E à 11,00 % échéant en 2009 (15 millions \$)	5	5
Série F à 9,65 % échéant en 2012 (15 millions \$)	15	15
Série G à 8,80 % échéant en 2023 (25 millions \$)	25	25
<i>Débetures non garanties :</i>		
Série J à 6,75 % échéant en 2009 (50 millions \$)	50	50
Série 04-1 à 5,48 % échéant en 2014 (140 millions \$)	140	140
Série H à 8,77 % échéant en 2016 (25 millions \$)	25	25
Série I à 7,81 % échéant en 2021 (25 millions \$)	25	25
Série 05-1 à 5,60 % échéant en 2035 (100 millions \$)	100	100
Série 07-1 à 5,90 % échéant en 2047 (105 millions \$)	105	–
Obligations découlant des contrats de location-acquisition, échéant en 2032	26	27
	516	412

<i>(en millions)</i>	2007	2006
<i>Newfoundland Power</i>		
<i>Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement :</i>		
Série AC à 11,875 % échéant en 2007 (40 millions \$)	–	32
Série AD à 10,550 % échéant en 2014 (40 millions \$)	31	32
Série AE à 10,900 % échéant en 2016 (40 millions \$)	34	34
Série AG à 9,000 % échéant en 2020 (40 millions \$)	35	35
Série AF à 10,125 % échéant en 2022 (40 millions \$)	34	34
Série AH à 8,900 % échéant en 2026 (40 millions \$)	36	36
Série AI à 6,800 % échéant en 2028 (50 millions \$)	46	46
Série AJ à 7,520 % échéant en 2032 (75 millions \$)	71	72
Série AK à 5,441 % échéant en 2035 (60 millions \$)	58	59
Série AL à 5,901 % échéant en 2037 (70 millions \$)	69	–
	414	380
<i>Maritime Electric</i>		
<i>Obligations hypothécaires de premier rang garanties :</i>		
12,000 % échéant en 2010 (15 millions \$)	15	15
11,500 % échéant en 2016 (12 millions \$)	12	12
8,550 % échéant en 2018 (15 millions \$)	15	15
7,570 % échéant en 2025 (15 millions \$)	15	15
8,625 % échéant en 2027 (15 millions \$)	15	15
8,920 % échéant en 2031 (20 millions \$)	20	20
	92	92
<i>FortisOntario</i>		
Billets non garantis de premier rang à 7,092 % échéant en 2018 (30 millions \$)	30	30
Billets non garantis de premier rang à 7,092 % échéant en 2018 (22 millions \$)	22	22
	52	52
<i>Belize Electricity</i>		
<i>Garantis :</i>		
Prêt de 14 millions \$ US, de 5,75 % à 8,15 %, de la RBTT Merchant Bank échéant de 2010 à 2012 (6 millions \$ US au 31 décembre 2007)	6	9
<i>Non garantis :</i>		
Débtures de série I à 12,00 % échéant en 2012 (27 millions \$ BZ) (17 millions \$ BZ au 31 décembre 2007)	8	10
Débtures de série II à 9,50 % échéant en 2021 (20 millions \$ BZ) (19 millions \$ BZ au 31 décembre 2007)	10	11
Débtures de série III à 10,00 % échéant en 2022 (25 millions \$ BZ) (25 millions \$ BZ au 31 décembre 2007)	12	14
Débtures de série IV à 10,00 % échéant en 2027 (6 millions \$ BZ) (6 millions \$ BZ au 31 décembre 2007)	3	–
Prêt de 16 millions \$ US à 8,50 % de la Caribbean Development Bank échéant en 2014 (7 millions \$ US au 31 décembre 2007)	7	9
Prêt de 4 millions € à 5,00 % de la Banque européenne d'investissement échéant en 2014 (4 millions € au 31 décembre 2007)	3	3
Prêt de 11 millions \$ US de la Banque internationale pour la reconstruction et le développement (« BIRD ») échéant en 2011 (3 millions \$ US au 31 décembre 2007)	3	5
Prêt de 5 millions \$ US à 5,75 % de La Banque Toronto-Dominion échéant en 2009 (1 million \$ US au 31 décembre 2007)	1	3
Prêt de 10 millions \$ BZ de La Banque de Nouvelle-Écosse échéant en 2015 (9 millions \$ BZ au 31 décembre 2007)	4	3
Prêt de 3 millions \$ US de Scotiabank & Trust (Cayman) Limited échéant en 2010 (3 millions \$ US au 31 décembre 2007)	3	4
	60	71

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

10. Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (suite)

<i>(en millions)</i>	2007	2006
<i>Caribbean Utilities</i>		
<i>Non garantis :</i>		
Prêt n° 3 à 3,00 %, de la Banque européenne d'investissement, échéant en 2009 (2 millions \$ US) (1 million \$ US au 31 décembre 2007)	1	1
Billets de premier rang à 8,47 %, échéant en 2010 (15 millions \$ US) (4 millions \$ US au 31 décembre 2007)	4	7
Billets de premier rang à 6,47 %, échéant en 2013 (25 millions \$ US) (15 millions \$ US au 31 décembre 2007)	15	20
Billets de premier rang à 7,64 %, échéant en 2014 (30 millions \$ US) (21 millions \$ US au 31 décembre 2007)	21	28
Billets de premier rang à 6,67 %, échéant en 2016 (30 millions \$ US) (26 millions \$ US au 31 décembre 2007)	26	35
Billets de premier rang à 5,09 %, échéant en 2018 (40 millions \$ US) (40 millions \$ US au 31 décembre 2007)	40	47
Billets de premier rang à 5,96 %, échéant en 2020 (30 millions \$ US) (30 millions \$ US au 31 décembre 2007)	30	35
Billets de premier rang à 5,65 %, échéant en 2022 (40 millions \$ US) (40 millions \$ US au 31 décembre 2007)	40	–
	177	173
<i>Fortis Turks and Caicos</i>		
<i>Non garantis :</i>		
Prêt de 5 millions \$ US à 5,65 % de la First Caribbean International Bank échéant en 2015 (3 millions \$ US au 31 décembre 2007)	3	6
Prêt de 13 millions \$ US de Scotiabank (Turks and Caicos) Ltd. échéant de 2013 à 2016 (13 millions \$ US au 31 décembre 2007)	13	17
	16	23
Activités non réglementées – Fortis Generation		
<i>Garantis :</i>		
<i>BECOL</i>		
Prêt à terme échéant en 2011 (45 millions \$ US)	–	33
<i>Société Exploits</i>		
Prêt à terme à 7,55 % échéant en 2028 (65 millions \$)	62	63
<i>Société Walden Power</i>		
Hypothèque de SWP à 9,44 % échéant en 2013 (10 millions \$)	5	6
	67	102

(en millions)

	2007	2006
Activités non réglementées – Fortis Properties		
<i>Garantis :</i>		
Hypothèque de premier rang à 6,42 % échéant en 2007 (15 millions \$)	–	4
Hypothèque de premier rang à 6,85 % échéant en 2007 (5 millions \$)	–	5
Hypothèque de premier rang à 5,10 % échéant en 2010 (30 millions \$)	27	28
Hypothèque de premier rang à 5,35 % échéant en 2010 (12 millions \$)	11	12
Hypothèque de premier rang à 8,15 % échéant en 2010 (21 millions \$)	15	15
Hypothèque de premier rang à 9,47 % échéant en 2010 (13 millions \$)	10	11
Hypothèque de premier rang à 7,42 % échéant en 2012 (29 millions \$)	25	25
Hypothèque de premier rang à 7,77 % échéant en 2012 (23 millions \$)	20	21
Hypothèque de premier rang à 6,58 % échéant en 2013 (35 millions \$)	30	31
Hypothèque de premier rang à 7,30 % échéant en 2013 (30 millions \$)	27	28
Hypothèque de premier rang à 6,42 % échéant en 2014 (16 millions \$)	15	15
Hypothèque de premier rang à 7,50 % échéant en 2017 (50 millions \$)	40	41
Billets de premier rang à 7,32 % échéant en 2019 (22 millions \$)	17	18
Obligations liées à des contrats de location-acquisition échéant en 2008 et 2012	2	3
Facilités de crédit non renouvelables échéant en 2009 et 2010	7	8
	246	265
Siège social et autres		
<i>Fortis Inc.</i>		
Débetures non garanties de premier rang à 7,40 % échéant en 2010 (100 millions \$)	100	100
Débetures convertibles subordonnées non garanties à 6,75 % échéant en 2012 (10 millions \$ US) (6 millions \$ US au 31 décembre 2007)	6	11
Débetures convertibles subordonnées non garanties à 5,50 % échéant en 2013 (10 millions \$ US) (4 millions \$ US au 31 décembre 2007)	4	11
Billets de premier rang non garantis à 5,74 % échéant en 2014 (150 millions \$ US) (150 millions \$ US au 31 décembre 2007)	149	175
Débetures convertibles subordonnées non garanties à 5,50 % échéant en 2016 (40 millions \$ US) (40 millions \$ US au 31 décembre 2007)	35	41
Billets de premier rang non garantis à 6,60 % échéant en 2037 (200 millions \$ US) (200 millions \$ US au 31 décembre 2007)	198	–
	492	338
<i>Terasen Inc.</i>		
Débetures non garanties à 6,30 % échéant en 2008 (200 millions \$)	203	–
Débetures non garanties à 5,56 % échéant en 2014 (125 millions \$)	133	–
Titres de participation à 8,00 % échéant en 2040 (125 millions \$)	126	–
	462	–
Classement à long terme des facilités de crédit (note 9)	530	235
Total de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition	5 092	2 643
Frais financiers reportés	(33)	–
Moins : versements à court terme au titre de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition	(436)	(85)
	4 623 \$	2 558 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

10. Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (suite)

Services publics réglementés

Sociétés Terasen Gas

Les hypothèques en garantie du prix d'achat sont garanties également et proportionnellement par une hypothèque et une charge de premier rang fixe et spécifique sur les actifs de la division côtière de TGI. Le total du montant en capital des hypothèques en garantie du prix d'achat pouvant être émis est limité à 425 millions \$.

Le 2 octobre 2007, TGI a émis des débtures à moyen terme à 6,00 %, pour un montant de 250 millions \$. Les débtures arrivent à échéance le 2 octobre 2037 et ne sont pas garanties. Le produit a été utilisé pour rembourser les billets-débtures à moyen terme des séries 13 et 20 de TGI, qui sont arrivés à échéance en 2007.

À l'exception des débtures de 250 millions \$ à 6,00 %, les hypothèques en garantie du prix d'achat et les débtures non garanties ont été prises en charge par Fortis à l'acquisition des sociétés Terasen Gas.

FortisAlberta

Le 3 janvier 2007, FortisAlberta a émis un placement de débtures non garanties de premier rang à 4,99 % de 110 millions \$, venant à échéance le 3 janvier 2047.

FortisBC

Les débtures garanties des séries 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 débtures garanties de série E.

Le 4 juillet 2007, FortisBC a émis des débtures de premier rang non garanties à 5,90 % pour un montant global de 105 millions \$. Ces débtures viennent à échéance le 4 juillet 2047.

FortisBC a une obligation liée à un contrat de location-acquisition relativement au PTB (note 4 *xii*). Les charges locatives minimales relatives à cette obligation liée à un contrat de location-acquisition s'établissent à environ 3 millions \$ par année pendant la durée restante du contrat de location-acquisition jusqu'en 2032. L'obligation locative relative au PTB porte intérêt à un taux mixte de 8,62 %.

Newfoundland Power et 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 17 août 2007, Newfoundland Power a émis des obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement à 5,901 % pour un montant de 70 millions \$, venant à échéance le 17 août 2037.

Belize Electricity

Le prêt de la RBTT Merchant Bank est garanti par une débture sur des actifs spécifiques de la société.

Les débtures des séries I, II, III et IV non garanties peuvent être rachetées par Belize Electricity en tout temps après certaines dates 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 partir de certaines dates, 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 débtures est aussi autorisé.

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. Le taux d'intérêt effectif au 31 décembre 2007 s'établissait à 6,89 % par année (5,35 % au 31 décembre 2006). Le prêt de La Banque de Nouvelle-Écosse porte intérêt au taux interbancaire offert à Londres (« LIBOR ») à six mois en vigueur majoré de 0,50 % par année. Le prêt de la Scotiabank & Trust (Cayman) Limited porte intérêt au LIBOR à six mois en vigueur majoré de 5,00 % par année.

Caribbean Utilities

Au cours de 2007, Caribbean Utilities a conclu un placement privé de 40 millions \$ US en billets non garantis de premier rang à 5,65 %, échéant le 1^{er} juin 2022.

Fortis Turks and Caicos

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.

Fortis Generation

BECOL

Le 28 novembre 2007, BECOL a remboursé par anticipation le solde de son prêt à terme initial de 45 millions \$ US. Le prêt portait intérêt au LIBOR à six mois en vigueur majoré de 4,00 %, et était garanti par des ententes visant la totalité des actifs et entreprises de BECOL.

Société Exploits

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 sur le prêt à terme sans recours dégressif de 25 ans de la société Exploits.

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.

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 respectivement 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 à respectivement 5,32 % et 6,16 %.

Siège social et autres

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.

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 9,11 \$ 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 %, échéant en 2013, 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 11,87 \$ 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 débetures convertibles subordonnées non garanties à 5,50 %, échéant en 2016, 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 28,86 \$ 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 6 millions \$ au 31 décembre 2007 (7 millions \$ au 31 décembre 2006).

Le 6 septembre 2007, la Société a émis des billets de premier rang non garantis à 6,60 % totalisant 200 millions \$ US et venant à échéance le 1^{er} septembre 2037.

Terasen Inc.

Les titres de participation à 8,00 % ont été émis le 19 avril 2000. Terasen Inc. peut choisir de reporter les paiements sur ces titres de participation et régler ces paiements reportés au moyen d'une somme au comptant ou d'actions ordinaires, et a l'option de régler le capital à l'échéance par l'émission d'actions ordinaires. La société a le droit de racheter les titres pour le montant du capital nominal, incluant les intérêts courus et non encore versés, à compter du 19 avril 2010. Les titres de participation peuvent aussi être échangés au gré du porteur à compter du 19 avril 2010 contre des actions ordinaires de la société à 90 % de leur cours du marché, la société se réservant le droit de racheter les titres de participation au comptant.

Les débetures non garanties et les titres de participation ont été pris en charge par Fortis à l'acquisition de Terasen Inc.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

10. Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (suite)

Frais financiers reportés

À la suite de l'adoption du chapitre 3855 du *Manuel de l'ICCA*, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », des frais financiers reportés de 21 millions \$ au 1^{er} janvier 2007, relativement à la dette à long terme, et qui figuraient dans les charges reportées et autres actifs, ont été reclassés dans la dette à long terme. À partir du 1^{er} janvier 2007, tous les frais financiers reportés liés aux nouvelles émissions de dettes sont maintenant portés en réduction du solde des dettes. Les frais financiers reportés sont passés en résultats selon la méthode du taux d'intérêt effectif sur la durée de vie de la dette connexe.

Remboursement de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition

Le calendrier de remboursement du capital des emprunts et obligations à long terme de la société sur leurs durées à courir et à l'échéance s'établit comme suit pour chacun des cinq prochains exercices, de manière consolidée :

2008	436 millions \$
2009	191 millions \$
2010	215 millions \$
2011	307 millions \$
2012	321 millions \$

11. Crédits reportés

(en millions)

	2007	2006
Obligations au titre des ACR (note 20)	112 \$	51 \$
Obligations au titre des régimes supplémentaires à prestations déterminées (note 20)	38	12
Gains reportés sur la vente des biens de transport et de distribution du gaz naturel	50	–
Paiement reporté	40	–
Dépôts de clients	5	5
Gain reporté sur swap de devises à terme	–	3
Charges locatives relatives aux bureaux de Trail (note 4 xii))	2	2
Autres crédits reportés	14	6
	261 \$	79 \$

Les gains reportés découlant de la vente d'actifs du secteur du transport et de la distribution de gaz naturel découlent de la cession-bail d'actifs de pipelines à certaines municipalités en 2001, 2002, 2004 et 2005. Les gains avant impôts de 71 millions \$ sur le produit cumulé en espèces de 141 millions \$ sont amortis sur 17 ans, soit la durée des contrats de location-exploitation qui ont pris effet à la date des opérations de vente. Les engagements découlant des contrats de location-exploitation sont présentés dans le tableau de la note 25.

Le paiement reporté découle de l'acquisition de TGVI par Terasen Inc. en date du 1^{er} janvier 2002. Le paiement reporté a une valeur nominale de 52 millions \$, mais il a été actualisé au 17 mai 2007 à sa valeur actualisée. Au 31 décembre 2007, sa valeur actualisée était de 40 millions \$. Le paiement est exigible le 31 décembre 2011 ou plus tôt si TGVI tire des produits des contrats de transport relatifs à la desserte de centrales électriques susceptibles d'être construites dans la zone de service de TGVI. Si une partie du paiement reporté est versée avant le 31 décembre 2011, l'écart entre le paiement et la valeur comptable de la dette sera traité à titre de contrepartie conditionnelle pour l'acquisition de TGVI et il sera ajouté au coût de l'acquisition à ce moment-là.

Au 1^{er} janvier 2007, conformément aux dispositions transitoires du chapitre 3865, « Couvertures », un gain reporté non amorti de 3 millions \$ lié à la résiliation antérieure d'un swap de change à terme a été reclassé des crédits reportés au cumul des autres éléments du résultat étendu (note 16).

12. Part des actionnaires sans contrôle

(en millions)

	2007	2006
Caribbean Utilities	67 \$	78 \$
Belize Electricity	38	42
Société Exploits	3	3
Actions privilégiées de Newfoundland Power	7	7
	115 \$	130 \$

13. Actions privilégiées

Autorisé

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

Émises et en circulation		2007		2006	
		Nombre d'actions	Montant (en millions)	Nombre d'actions	Montant (en millions)
	Classement				
i)	Actions privilégiées de premier rang de série C	5 000 000	123 \$	5 000 000	123 \$
ii)	Actions privilégiées de premier rang de série E	7 993 500	197	7 993 500	197
Total classé comme dettes		12 993 500	320 \$	12 993 500	320 \$
iii)	Actions privilégiées de premier rang de série F	5 000 000	122 \$	5 000 000	122 \$
	Capitaux propres				

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^{er} 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^{er} juin 2011, pour 25,50 \$ l'action si elles sont rachetées à compter du 1^{er} juin 2011 mais avant le 1^{er} juin 2012, pour 25,25 \$ l'action si elles sont rachetées à compter du 1^{er} juin 2012 mais avant le 1^{er} juin 2013 et pour 25,00 \$ l'action si elles sont rachetées à compter du 1^{er} 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^{er} 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^{er} 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 en actions ordinaires, la Société peut racheter ces actions privilégiées de série C au comptant ou en organiser la vente à d'autres acheteurs.

Comme les actions privilégiées de premier rang de série C sont convertibles, au gré du porteur, en un nombre variable d'actions ordinaires selon un prix lié au marché de ces actions ordinaires, 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.

À compter du 1^{er} 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^{er} juin 2013, pour 25,50 \$ l'action si elles sont rachetées au cours de la période de douze mois commençant le 1^{er} juin 2014, pour 25,25 \$ l'action si elles sont rachetées au cours de la période de douze mois commençant le 1^{er} juin 2015 et pour 25,00 \$ l'action si elles sont rachetées à compter du 1^{er} 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^{er} juin 2013, la Société peut, à son gré, convertir en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, les actions privilégiées de premier rang de 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

13. Actions privilégiées (suite)

ii) Actions privilégiées de premier rang de série E (suite)

À compter du 1^{er} 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 convertibles au gré du porteur en un nombre variable d'actions ordinaires à un prix lié au marché de ces actions ordinaires, 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

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^{er} 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^{er} décembre 2012, à 25,75 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1^{er} décembre 2012 mais avant le 1^{er} décembre 2013, à 25,50 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1^{er} décembre 2013 mais avant le 1^{er} décembre 2014, à 25,25 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1^{er} décembre 2014 mais avant le 1^{er} décembre 2015 et à 25,00 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1^{er} 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.

14. Actions ordinaires

Autorisé : un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Émises et en circulation	2007		2006	
	Nombre d'actions	Montant (en millions)	Nombre d'actions	Montant (en millions)
Actions ordinaires	155 521 313	2 126 \$	104 091 542	829 \$

Les actions ordinaires émises au cours de l'exercice sont les suivantes :

	2007		2006	
	Nombre d'actions	Montant (en millions)	Nombre d'actions	Montant (en millions)
Solde d'ouverture	104 091 542	829 \$	103 203 981	813 \$
Appel public à l'épargne	5 170 000	146	–	–
Appel public à l'épargne – Conversion de reçus de souscription	44 275 000	1 119	–	–
Conversion de débetures	882 626	9	–	–
Régime d'achat d'actions de consommateurs	79 463	3	77 213	2
Régime de réinvestissement des dividendes	203 763	5	176 264	5
Régime d'achat d'actions des employés	240 578	6	135 502	3
Régimes d'options sur actions	578 341	9	498 582	6
Solde de clôture	155 521 313	2 126 \$	104 091 542	829 \$

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 d'environ 150 millions \$, ou environ 146 millions \$ déduction faite des frais après impôts.

Au cours de 2007, les porteurs des débetures convertibles subordonnées non garanties à 6,75 % de la Société ont converti en 435 490 actions ordinaires de la Société une tranche de 4 millions \$ US des débetures de 10 millions \$ US de la Société.

Au cours de 2007, les porteurs des débetures convertibles subordonnées non garanties à 5,50 % de la Société ont converti en 447 136 actions ordinaires de la Société une tranche d'environ 5 millions \$ US des débetures de 10 millions \$ US de la Société.

Le 15 mars 2007, en vue de financer une partie importante du prix d'acquisition au comptant net de Terasen, la Société a vendu 44 275 000 reçus de souscription à un coût unitaire de 26,00 \$ pour un produit brut approximatif de 1,15 milliard \$. À la clôture de l'acquisition de Terasen, le 17 mai 2007, chaque reçu de souscription a été échangé contre une action ordinaire de Fortis sans contrepartie additionnelle et un paiement en espèces de 0,21 \$ par reçu de souscription, correspondant au montant du dividende déclaré par action ordinaire par Fortis aux porteurs inscrits en date du 4 mai 2007. Le produit net tiré de la conversion des reçus de souscription par la Société s'est établi à environ 1,12 milliard \$, déduction faite des frais après impôts.

Au 31 décembre 2007, 9,9 millions d'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 2007, le nombre d'actions ordinaires réservées pour émission aux termes des débetures convertibles et des actions privilégiées de la Société s'établissait respectivement à 2,4 millions et 26 millions.

Au 31 décembre 2007, 3 millions \$ (1 million \$ au 31 décembre 2006) 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. Aux 31 décembre 2007 et 2006, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation était respectivement de 137,6 millions et 103,6 millions.

Le résultat dilué par action ordinaire est calculé selon la méthode du rachat d'actions pour les options et selon la méthode de la conversion hypothétique pour les titres convertibles.

Le résultat par action ordinaire s'établit comme suit :

	2007		2006			
	Bénéfice (en millions)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	Résultat par action ordinaire	Bénéfice (en millions)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	Résultat par action ordinaire
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	193 \$			147 \$		
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation		137,6			103,6	
Résultat de base par action ordinaire			1,40 \$			1,42 \$
Incidence des titres potentiellement dilutifs :						
Reçus de souscription ¹⁾	–	7,8		–	–	
Options sur actions	–	1,2		–	1,2	
Actions privilégiées (notes 13 i) et ii) et 17)	16	11,5		17	14,1	
Débetures convertibles	3	2,8		1	2,0	
	212	160,9		165	120,9	
Moins effets antidilutifs :						
Débetures convertibles	(2)	(1,4)		–	–	
Résultat dilué par action ordinaire	210 \$	159,5	1,32 \$	165 \$	120,9	1,37 \$

¹⁾ Dilution liée à la période pendant laquelle les reçus de souscription étaient en circulation, du 15 mars 2007 au 16 mai 2007, avant leur conversion en actions ordinaires.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

15. 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 2007, la Société offrait les régimes d'options sur actions suivants : le régime de 2006, le régime de 2002 et le régime d'options sur actions des cadres. Le régime de 2002 a été adopté à l'assemblée générale annuelle et 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 de 2002. Le régime de 2002 cessera d'exister lorsque la totalité des options en cours auront été exercées ou seront arrivées à échéance en 2016 ou avant. La Société a cessé d'attribuer des options dans le cadre du régime d'options d'achat d'actions des cadres et du régime de 2002, et toutes les nouvelles options sont attribuées par Fortis Inc. dans le cadre du régime de 2006.

Les options attribuées dans le cadre du régime de 2006 ont une durée maximale de sept ans, soit une durée moindre que celle de dix ans prévue dans le cadre du régime de 2002, et viennent 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. En 2006, la Société a remplacé la composante capitaux propres de la rémunération annuelle des administrateurs par des UAD.

Nombre d'options :	2007	2006
Options en cours au début de l'exercice	3 550 055	3 421 876
Attribuées	754 800	626 761
Annulées	(34 743)	–
Exercées	(578 341)	(498 582)
Options en cours à la fin de l'exercice	3 691 771	3 550 055
Options comportant des droits acquis, fin de l'exercice	1 901 811	1 739 759

Prix d'exercice moyens pondérés :	2007	2006
Options en cours au début de l'exercice	16,11 \$	14,18 \$
Attribuées	27,75	22,94
Annulées	22,43	–
Exercées	13,35	11,45
Options en cours à la fin de l'exercice	18,86	16,11

Voici des détails quant aux options sur actions en cours et sur actions comportant des droits acquis au 31 décembre 2007 :

En cours			Comportant des droits acquis		
Nombre d'options	Prix d'exercice	Date d'échéance	Nombre d'options	Prix d'exercice	Date d'échéance
112 422	9,57 \$	2011	112 422	9,57 \$	2011
302 076	12,03 \$	2012	302 076	12,03 \$	2012
527 675	12,81 \$	2013	527 675	12,81 \$	2013
626 382	15,28 \$	2014	457 450	15,28 \$	2014
12 000	15,23 \$	2014	7 000	15,23 \$	2014
33 910	14,55 \$	2014	19 262	14,55 \$	2014
683 742	18,40 \$	2015	316 422	18,40 \$	2015
28 000	18,11 \$	2015	14 000	18,11 \$	2015
31 639	20,82 \$	2015	14 769	20,82 \$	2015
590 621	22,94 \$	2016	130 735	22,94 \$	2016
606 472	28,19 \$	2014			
136 832	25,76 \$	2014	1 901 811		
3 691 771					

Le prix d'exercice moyen pondéré des options sur actions comportant des droits acquis au 31 décembre 2007 était de 14,84 \$.

Le 7 mai 2007, la Société a attribué 617 968 options d'achat d'actions ordinaires en vertu de son régime de 2006 au cours moyen pondéré de 28,19 \$, basé sur le volume sur une période de cinq jours précédant immédiatement la date d'attribution. 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 sept ans après la date d'attribution. La juste valeur marchande des options attribuées était de 4,40 \$ 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 :

	7 mai 2007
Rendement de l'action (%)	3,06
Volatilité prévue (%)	18,9
Taux d'intérêt sans risque (%)	4,18
Durée de vie moyenne pondérée prévue (<i>en années</i>)	4,5

Le 16 août 2007, la Société a attribué 136 832 options d'achat d'actions ordinaires en vertu de son régime de 2006 au cours moyen pondéré de 25,76 \$, basé sur le volume sur une période de cinq jours précédant immédiatement la date d'attribution. Les droits rattachés à ces options sont acquis à raison de 25 % par année à chaque date anniversaire de l'attribution sur une période de quatre ans. Les options viennent à échéance sept ans après la date d'attribution. La juste valeur marchande des options attribuées était de 4,25 \$ 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 :

	16 août 2007
Rendement de l'action (%)	3,06
Volatilité prévue (%)	19,6
Taux d'intérêt sans risque (%)	4,43
Durée de vie moyenne pondérée prévue (<i>en années</i>)	4,5

La Société comptabilise une charge de rémunération à l'émission des options sur actions attribuées en vertu de ses régimes de 2002 et de 2006. La charge de rémunération est amortie sur la période d'acquisition des options attribuées de quatre ans selon la méthode de la juste valeur. Selon la méthode de la juste valeur, la charge de rémunération liée aux options sur actions s'est établie à 2 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 (2 millions \$ en 2006).

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. Chaque UAD correspond à une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur des actions ordinaires de la Société. La Société peut aussi juger, de temps à autre, que des circonstances spéciales justifient raisonnablement l'attribution d'UAD à un administrateur à titre de rémunération en plus des honoraires annuels ou réguliers auxquels l'administrateur a droit. Avec prise d'effet au cours de l'exercice 2006, les administrateurs qui ne sont pas des dirigeants de la Société sont admissibles à l'attribution d'UAD représentant la composante en actions de la rémunération annuelle des administrateurs.

Nombre d'UAD	2007	2006
UAD en cours au début de l'exercice	46 959	24 986
Attribuées	20 859	22 101
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	1 904	1 198
UAD rachetées	–	(1 326)
UAD en cours à la fin de l'exercice	69 722	46 959

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, des charges de 0,8 million \$ (0,8 million \$ en 2006) ont été comptabilisées relativement au régime d'UAD.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

15. 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.

Nombre d'UAI	2007	2006
UAI en cours au début de l'exercice	66 845	36 855
Attribuées	19 570	28 400
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	1 883	1 590
UAI rachetées	(20 683)	–
UAI en cours à la fin de l'exercice	67 615	66 845

En mai 2007, les UAI versées au président et chef de la direction de la Société étaient au nombre de 20 683, au prix de 28,01 \$ l'UAI, pour un total d'environ 0,6 million \$. Le rachat a eu lieu à l'échéance de la période de trois ans pour l'attribution des UAI, qui a été effectuée le 11 mai 2004, et le président et chef de la direction a respecté tous les critères de paiement.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, des charges de 0,6 million \$ (0,7 million \$ en 2006) ont été comptabilisées relativement au régime d'UAI.

16. Cumul des autres éléments du résultat étendu

Le cumul des autres éléments du résultat étendu comprend les gains et les pertes de change latents, déduction faite des activités de couverture, les gains et les pertes sur les activités de couverture de flux de trésorerie, et les gains et les pertes sur les activités de couverture résiliées, dont il est question à la note 2.

	2007			
	Solde d'ouverture 1 ^{er} janvier	Montant transitoire 1 ^{er} janvier	Variation nette	Solde de clôture 31 décembre
<i>(en millions)</i>				
Pertes de change latentes, déduction faite des activités de couverture	(51)\$	– \$	(31)\$	(82)\$
Pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, après impôts	–	(1)	–	(1)
Pertes nettes sur instruments dérivés antérieurement abandonnés à titre de couvertures de flux de trésorerie, après impôts	–	(5)	–	(5)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(51)\$	(6)\$	(31)\$	(88)\$

	2006		
	Solde d'ouverture 1 ^{er} janvier	Variation nette	Solde de clôture 31 décembre
<i>(en millions)</i>			
Pertes de change latentes, déduction faite des activités de couverture		(16)\$	(35)\$
Cumul des autres éléments du résultat étendu		(16)\$	(35)\$

Comme l'exige cette norme, la mise en œuvre du chapitre 1530, « Résultat étendu », n'a pas entraîné le retraitement des données des périodes antérieures, à l'exception du reclassement des pertes de change latentes sur la conversion d'investissements nets dans des établissements étrangers autonomes de 51 millions \$ au 1^{er} janvier 2007, déduction faite des activités de couverture, de l'écart de conversion dans les capitaux propres au cumul des autres éléments du résultat étendu. Comme l'exige cette norme, au moment de l'application initiale du chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », tous les ajustements à la valeur comptable des instruments financiers ont été constatés à titre d'ajustement au solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu. La Société n'a pas été tenue de procéder à la réévaluation de tous les actifs et de tous les passifs au moment de l'application du chapitre 3855; en conséquence, aucun ajustement n'a été effectué au solde d'ouverture des bénéfices non répartis.

Au cours de 2007, des pertes de change latentes de 70 millions \$ (gains de 9 millions \$ en 2006) ont été comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu relativement à l'investissement net de la Société dans des établissements étrangers autonomes libellés en dollars américains. Ces pertes de change latentes à la conversion ont été en partie contrebalancées par la tranche efficace des gains latents, déduction faite des impôts, de 39 millions \$ (pertes après impôts de 5 millions \$ en 2006) liés à la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains désignée à titre de couverture du risque de change. Il n'y a eu aucune composante inefficace.

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. Une perte de change de 39 millions \$ découlant de cette acquisition a été reflétée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, représentant l'incidence de l'appréciation du dollar canadien relativement au dollar américain entre la date initiale d'achat des actions et la comptabilisation de l'investissement net dans Caribbean Utilities à titre d'établissement étranger autonome, avec prise d'effet le 7 novembre 2006.

Au cours de 2007, des pertes latentes non significatives ont été comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu à l'égard de la tranche efficace de la variation de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt désignés par Fortis Properties et par BECOL comme couvertures de flux de trésorerie, moyennant la comptabilisation de montants correspondants dans les crédits reportés au bilan. Il n'y a eu aucune tranche inefficace. Les montants constatés sont reclassés dans les frais financiers des périodes pendant lesquelles la variation des flux de trésorerie des éléments couverts a une incidence sur les frais financiers. La perte nette reclassée en résultat net est négligeable en 2007. En novembre 2007, BECOL a résilié son contrat de swap de taux d'intérêt au moment du remboursement anticipé de la dette connexe.

Au 1^{er} janvier 2007, conformément aux dispositions transitoires du chapitre 3865, « Couvertures », une perte nette de 5 millions \$ se rapportant à des gains et pertes reportés non amortis liés à la résiliation antérieure de swaps a été reclassée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Une perte non amortie de 11 millions \$ (7 millions \$ après impôts) au 1^{er} janvier 2007, liée à la résiliation antérieure d'un swap de taux d'intérêt, a été reclassée des charges reportées et autres actifs, et un gain non amorti de 3 millions \$ (2 millions \$ après impôts) au 1^{er} janvier 2007 lié à la résiliation antérieure d'un swap de devises à terme libellé en dollars américains a été reclassé des crédits reportés (note 11). Les gains et les pertes reportés sont amortis, selon la méthode de l'amortissement linéaire, par imputation au résultat étendu sur la durée de la dette connexe.

17. Frais financiers

<i>(en millions)</i>	2007	2006
Intérêts – Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition	266 \$	155 \$
– Emprunts à court terme	27	6
Intérêts imputés à la construction (note 2)	(8)	(4)
Intérêts gagnés	(4)	(4)
Perte de change latente (gain de change latent) sur la dette à long terme	1	(2)
Dividendes sur actions privilégiées (notes 13 i) et ii) et 14)	17	17
	299 \$	168 \$

À partir du 1^{er} janvier 2007, les intérêts sur la dette à long terme, les emprunts à court terme et les dividendes associés aux actions privilégiées sont calculés au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif, en conformité avec l'adoption du chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », du *Manuel de l'ICCA*.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

18. Gain à la cession de biens

En décembre 2007, TGI a vendu des terrains excédentaires, réalisant un gain sur cession de 8 millions \$ (7 millions \$ après impôts).

En juin 2006, Fortis Properties a vendu le Days Inn Sydney, réalisant un gain sur cession de 2 millions \$ (1,6 million \$ après impôts).

19. Impôts sur les bénéfices des sociétés

Les impôts sur les bénéfices des sociétés diffèrent du montant qui aurait été calculé en appliquant les taux d'imposition fédéral et provinciaux canadiens prévus par la loi au bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés. Le tableau qui suit présente un rapprochement du taux d'imposition consolidé prévu par la loi et du taux d'imposition consolidé effectif :

(%)	2007	2006
Taux d'imposition prévu par la loi	35,1	35,2
Dividendes sur actions privilégiées	2,4	3,2
Écart entre les taux canadiens prévus par la loi et les taux applicables aux filiales étrangères	(7,1)	(6,8)
Éléments capitalisés aux fins comptables mais passés en charges aux fins fiscales	(8,3)	(10,7)
Amortissement fiscal et autres déductions réclamées aux fins fiscales sur les montants comptabilisés aux fins comptables	(4,8)	(1,2)
Incidence de la réduction des taux d'imposition sur les impôts futurs	(2,4)	(2,4)
Reports réglementaires à Newfoundland Power	(1,0)	–
Nouvelle cotisation d'impôt de TGI	0,9	–
Nouvelle cotisation d'impôt de Maritime Electric	1,0	0,9
Coûts des régimes de retraite	(0,7)	(0,4)
Divers	(0,7)	(0,9)
Taux d'imposition effectif	14,4	16,9

Les composantes de la charge d'impôts sur les bénéfices des sociétés sont les suivantes :

(en millions)	2007	2006
Au Canada		
Impôts exigibles	33 \$	20 \$
Impôts futurs	–	9
	33	29
À l'étranger		
Impôts exigibles	3	2
Impôts futurs	–	1
	3	3
Charge d'impôts de la Société	36 \$	32 \$

Les impôts futurs sont constatés pour tenir compte des écarts temporaires. Les actifs et passifs d'impôts futurs sont composés des éléments suivants :

<i>(en millions)</i>	2007	2006
Passif (actif) d'impôts futurs		
Immobilisations de services publics et biens productifs	35 \$	46 \$
MACÉ	10	5
Autres actifs et passifs réglementaires	2	11
Actifs incorporels	2	3
Incitatifs à la location	3	2
Avantages sociaux futurs	(14)	(9)
Pertes reportées en avant	(10)	(8)
Coûts d'émission d'actions et de financement de la dette	(16)	(1)
Gains de change latents sur la dette à long terme	8	2
Divers	5	1
Passif d'impôts futurs, montant net	25 \$	52 \$
Passif d'impôts futurs de l'exercice	7 \$	1 \$
Actif d'impôts futurs à long terme	(37)	(7)
Passif d'impôts futurs à long terme	55	58
Passif d'impôts futurs, montant net	25 \$	52 \$

Au 31 décembre 2007, la Société avait des pertes autres qu'en capital et en capital reportées en avant d'environ 49 millions \$ (24 millions \$ en 2006), dont une tranche de 0,2 million \$ (0,3 million \$ en 2006) 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 2027.

20. 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, Terasen, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisOntario offrent aussi des régimes d'ACR 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 des régimes sont évaluées aux fins comptables au 31 décembre de chaque année pour la Société, Terasen 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 2006 pour FortisOntario; au 31 décembre 2005 pour la Société et Newfoundland Power; au 31 décembre 2004 pour FortisAlberta et FortisBC; et au 30 avril 2006 pour Caribbean Utilities. Pour Terasen, les plus récentes évaluations actuarielles des régimes de retraite aux fins de la capitalisation ont été effectuées entre le 31 décembre 2004 et le 31 décembre 2006. Les prochaines évaluations seront effectuées au plus tard trois ans suivant la date de l'évaluation actuarielle la plus récente pour chacune des sociétés, et celles qui étaient requises au 31 décembre 2007 devraient être terminées en 2008.

La ventilation des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées de la Société est la suivante :

Actifs des régimes aux 31 décembre	2007	2006
<i>(%)</i>		
Titres canadiens	50	45
Titres à revenu fixe	38	39
Titres étrangers	8	15
Immobilier	4	1
	100	100

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

20. Avantages sociaux futurs (suite)

Le tableau suivant présente la composition des régimes de retraite à prestations déterminées de la Société ainsi que leur situation de capitalisation :

(en millions)	2007			2006		
	Obligation au titre des prestations constituées	Actifs des régimes	Capitalisation nette (non capitalisé)	Obligation au titre des prestations constituées	Actifs des régimes	Capitalisation nette (non capitalisé)
Terasen	254 \$	261 \$	7 \$	– \$	– \$	– \$
FortisAlberta	23	20	(3)	21	18	(3)
FortisBC	122	105	(17)	118	95	(23)
Newfoundland Power	236	260	24	239	250	11
FortisOntario	23	21	(2)	25	21	(4)
Caribbean Utilities	5	3	(2)	6	3	(3)
Fortis Inc.	4	4	–	4	3	(1)
Total	667 \$	674 \$	7 \$	413 \$	390 \$	(23)\$

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées capitalisés		Régimes de retraite à prestations déterminées supplémentaires non capitalisés		Régimes d'ACR non capitalisés	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Variation de l'obligation au titre des prestations constituées						
Solde au début de l'exercice	413 \$	390 \$	17 \$	14 \$	109 \$	103 \$
Passif lié aux acquisitions	248	6	27	–	79	–
Coût des services rendus au cours de l'exercice	12	7	1	1	4	3
Cotisations des employés	6	3	–	–	–	–
Intérêts débiteurs	29	20	2	1	8	5
Prestations versées	(25)	(19)	(2)	–	(4)	(4)
Gain actuariel (perte actuarielle)	(16)	2	(1)	–	(8)	2
Modifications de régime	–	4	–	1	1	–
Solde à la fin de l'exercice	667 \$	413 \$	44 \$	17 \$	189 \$	109 \$
Variation de la valeur des actifs des régimes						
Solde au début de l'exercice	390 \$	350 \$	– \$	– \$	– \$	– \$
Actifs liés aux acquisitions	256	3	–	–	–	–
Rendement réel des actifs des régimes	26	35	–	–	–	–
Prestations versées	(25)	(19)	(2)	–	(4)	(4)
Cotisations des employés	6	3	–	–	–	–
Cotisations de l'employeur	21	18	2	–	4	4
Solde à la fin de l'exercice	674 \$	390 \$	– \$	– \$	– \$	– \$
Situation de capitalisation						
Excédent (déficit) à la fin de l'exercice	7 \$	(23)\$	(44)\$	(17)\$	(189)\$	(109)\$
Perte actuarielle nette non amortie	95	85	3	3	61	39
Coûts des services passés non amortis	10	9	1	1	(2)	–
Obligation transitoire non amortie	7	21	2	1	18	19
Cotisations de l'employeur après la date d'évaluation	1	1	–	–	–	–
Actif (passif) au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice (notes 5 et 11)						
	120 \$	93 \$	(38)\$	(12)\$	(112)\$	(51)\$

	Régimes de retraite à prestations déterminées capitalisés		Régimes de retraite à prestations déterminées supplémentaires non capitalisés		Régimes d'ACR non capitalisés	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
<i>(en millions)</i>						
Hypothèses importantes						
Taux d'actualisation au cours de l'exercice (%)	5,00–5,25	5,00–5,25	5,00–5,25	5,00–5,25	5,00–5,25	5,00–5,25
Taux d'actualisation aux 31 décembre (%)	5,25–5,60	5,00–5,25	5,25–5,75	5,25	5,25–5,75	5,00–5,25
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes (%)	6,50–7,50	6,50–7,50	–	–	–	–
Taux d'accroissement de la rémunération (%)	3,50–4,25	3,50–4,00	3,77–4,25	3,50–4,00	3,50–4,25	3,50–4,00
Tendance à la hausse du coût des soins aux 31 décembre (%)	–	–	–	–	4,50–10,00	4,50–10,00
Durée résiduelle moyenne d'activité des employés actifs (années)	7–13	7–15	3–13	3–15	10–16	11–17
Composantes de la charge nette au titre des prestations constituées						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	12 \$	7 \$	1 \$	1 \$	4 \$	3 \$
Intérêts débiteurs	29	20	2	1	8	5
Rendement réel des actifs des régimes (Gain actuariel) perte actuarielle	(26)	(35)	–	–	–	–
Modifications de régime	(16)	2	(1)	–	(8)	2
	–	–	–	–	1	–
Coût de l'exercice	(1)	(6)	2	2	5	10
Écarts entre le coût de l'exercice et les coûts constatés pour l'exercice relativement aux éléments suivants :						
Rendement des actifs des régimes	(11)	11	–	–	–	–
Gain actuariel	20	4	1	–	11	–
Coût des services passés	3	2	–	1	–	–
Prestations spéciales de fin d'emploi	1	–	–	–	–	–
Obligation transitoire et modifications	1	2	–	–	2	2
Ajustement réglementaire	(1)	(2)	–	(1)	(7)	(5)
Charge nette au titre des prestations constituées	12 \$	11 \$	3 \$	2 \$	11 \$	7 \$

Pour 2007, 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 millions)</i>	Augmentation de 1 % du taux	Diminution de 1 % du taux
Augmentation (diminution) de l'obligation au titre des prestations constituées	28 \$	(23)\$
Augmentation (diminution) du coût des services et des intérêts	2 \$	(2)\$

Au cours de 2007, la Société a passé en charges un montant de 10 millions \$ (8 millions \$ en 2006) lié aux régimes de retraite à cotisations déterminées.

21. Acquisitions d'entreprises

2007

a) Terasen

Le 17 mai 2007, Fortis a fait l'acquisition de toutes les actions ordinaires émises et en circulation de Terasen moyennant une contrepartie globale de 3,7 milliards \$ environ. Le prix d'acquisition au comptant net d'environ 1,25 milliard \$, y compris les coûts d'acquisition, a été financé en grande partie par l'émission d'actions ordinaires, et le solde du prix d'achat au comptant de 125 millions \$ a été financé provisoirement au moyen de prélèvements sur la facilité de crédit consentie de la Société.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

21. Acquisitions d'entreprises (suite)

2007 (suite)

a) Terasen (suite)

Terasen est le propriétaire et l'exploitant d'une entreprise de distribution de gaz exercée par TGI, TGVI et TGWI, collectivement appelées les sociétés Terasen Gas. Terasen est le principal distributeur de gaz naturel en Colombie-Britannique, servant plus de 918 000 clients, ou 96 % des consommateurs de gaz de la province.

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats consolidés de Terasen ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter du 17 mai 2007. Les résultats financiers des sociétés Terasen Gas ont été inclus dans le secteur Services publics réglementés de gaz au Canada, tandis que les charges nettes des activités non réglementées liées au siège social de Terasen et la participation de 30 % de Terasen dans les activités non réglementées de CWLP ont été incluses dans le secteur Siège social et autres. Les activités des sociétés Terasen Gas sont réglementées selon le coût du service traditionnel. Le calcul des produits et du bénéfice est fondé sur des taux de rendement réglementés appliqués aux valeurs historiques qui ne changent pas par suite d'un changement de propriétaire. Ainsi, pour presque tous les actifs et passifs particuliers associés aux sociétés Terasen Gas, aucun rajustement à la juste valeur marchande n'a été comptabilisé comme élément du prix d'achat puisque tous les avantages et obligations économiques qui leur sont liés et qui excèdent les taux de rendement réglementaires sont transférés à la clientèle. Ainsi, la valeur comptable de la quasi-totalité des actifs et des passifs des sociétés Terasen Gas correspond à leur juste valeur aux fins de la répartition du prix d'achat. Presque tous les rajustements à la juste valeur du marché, y compris ceux des actifs incorporels, ont été comptabilisés comme des éléments du prix d'achat réparti aux activités non réglementées de Terasen et aux investissements non réglementés de Terasen.

Le tableau suivant résume la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge à la date de l'acquisition. La répartition du prix d'achat est assujettie à des rajustements, s'il y a lieu, qui devraient être établis au cours du deuxième trimestre de 2008. Le montant du prix d'achat attribué à l'écart d'acquisition est entièrement lié aux activités réglementées des sociétés Terasen Gas. Environ 40 millions \$ de l'écart d'acquisition sont déductibles aux fins de l'impôt sur les bénéfices. Parmi les actifs incorporels de 11 millions \$, une tranche de 10 millions \$ a été attribuée à la valeur liée aux contrats de vente de CWLP. Une tranche d'environ 1 million \$ a été attribuée à la dénomination commerciale Terasen liée aux activités non réglementées et n'est pas assujettie à l'amortissement.

(en millions)

	Total
Juste valeur attribuée aux actifs nets :	
Immobilisations de services publics	2 768 \$
Actif à court terme	355
Écart d'acquisition	907
Actifs incorporels	11
Actifs réglementaires à long terme	69
Autres actifs	42
Passif à court terme	(353)
Dette à court terme prise en charge	(275)
Dette à long terme prise en charge (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(2 077)
Passifs réglementaires à long terme	(29)
Autres passifs	(165)
	1 253
Liquidités	3
	1 256 \$

b) Delta Regina

Le 1^{er} août 2007, Fortis Properties a fait l'acquisition du Delta Regina, notamment le Delta Regina Hotel, le Saskatchewan Trade and Convention Centre, des immeubles de bureaux d'une superficie de 52 000 pieds carrés et un parc de stationnement à étages à Regina, en Saskatchewan, pour un prix d'achat au comptant totalisant environ 50 millions \$, y compris les coûts d'acquisition.

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats d'exploitation ont été consolidés dans les états financiers de Fortis à compter du 1^{er} août 2007.

La répartition du prix d'acquisition entre les actifs selon leur juste valeur s'est établie comme suit :

(en millions)

	Total
Juste valeur attribuée aux actifs nets :	
Biens productifs	50 \$

2006

a) 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 56 millions \$ (49 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 environ 54 %, des actions ordinaires de catégorie A en circulation de Caribbean Utilities.

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition. Le bilan de Caribbean Utilities au 7 novembre 2006 était consolidé avec le bilan au 31 décembre 2006 de Fortis. À compter du premier trimestre de 2007, Fortis consolide les états financiers de Caribbean Utilities avec un décalage de deux mois et, en conséquence, a consolidé le bilan au 31 octobre 2007 et les états des résultats et des flux de trésorerie de Caribbean Utilities pour les douze mois terminés le 31 octobre 2007 avec les états financiers consolidés de la Société au 31 décembre 2007. En 2006, l'état des résultats de Fortis a reflété la participation antérieure d'environ 37 % de la Société dans Caribbean Utilities, comptabilisée à la valeur de consolidation avec un décalage de deux mois. Les résultats financiers de Caribbean Utilities sont présentés dans le secteur d'exploitation des services publics d'électricité 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 qui ne changent 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 dégager 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 correspond à leur juste valeur aux fins de la répartition 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 aux fins de la répartition du prix d'acquisition et de la répartition des coûts aux actifs identifiables, à l'écart d'acquisition et aux actifs incorporels, le cas échéant.

La répartition du prix d'acquisition était la suivante :

(en millions)

Juste valeur attribuée aux actifs nets :	
Immobilisations de services publics	318 \$
Actif à court terme	30
Écart d'acquisition	106
Actifs réglementaires	13
Autres actifs	2
Passif à court terme	(29)
Dette à long terme prise en charge (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(178)
Part des actionnaires sans contrôle	(77)
	185
Liquidités	3
	188 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

21. Acquisitions d'entreprises (suite)

2006 (suite)

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 PPC et d'Atlantic (collectivement « Fortis Turks and Caicos ») pour une contrepartie totale d'environ 98 millions \$ (88 millions \$ US). Le prix d'acquisition, déduction faite de la dette prise en charge et des coûts d'acquisition de 76 millions \$ (68 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 partie 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 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 d'électricité 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 qui ne change pas lorsque survient 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 dégager 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 correspond à leur juste valeur aux fins de la réparation 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 répartition du prix d'acquisition était la suivante :

(en millions)	PPC	Atlantic	Total
Juste valeur attribuée aux actifs nets :			
Immobilisations de services publics	45 \$	1 \$	46 \$
Actif à court terme	18	1	19
Écart d'acquisition	39	–	39
Autres actifs	1	–	1
Passif à court terme	(3)	–	(3)
Dette à long terme prise en charge (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(22)	–	(22)
Autres passifs	(2)	(2)	(4)
	<u>76 \$</u>	<u>– \$</u>	<u>76 \$</u>

c) Hôtels

Le 1^{er} 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 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 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^{er} novembre 2006.

La répartition du prix d'acquisition entre les actifs nets selon leur juste valeur s'est établie comme suit :

(en millions)	
Juste valeur attribuée aux actifs nets :	
Biens productifs	52 \$
Dette à long terme prise en charge (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(12)
	<u>40 \$</u>

22. Informations sectorielles

L'information par secteur isolable s'établit comme suit :

Exercice terminé le 31 décembre 2007 (en millions)	SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS						SERVICES PUBLICS NON RÉGLEMENTÉS					Éliminations inter- sectorielles	Consolidé
	Gaz		Électricité				Fortis Generation	Fortis Propriétés	Siège social et autres				
	Sociétés Terasen Gas – Canada ¹⁾	Fortis Alberta	Fortis BC	NF Power	Autres Canada ²⁾	Total Électricité Canada				Électricité Caraïbes ³⁾			
Produits d'exploitation	905	270	229	490	263	1 252	307	75	191	22	(34)	2 718	
Coûts d'approvisionnement énergétique	559	–	67	327	174	568	169	8	–	–	(17)	1 287	
Charges d'exploitation	150	122	69	53	29	273	49	14	123	13	(5)	617	
Amortissement	58	75	31	34	17	157	28	10	14	6	–	273	
Bénéfice d'exploitation	138	73	62	76	43	254	61	43	54	3	(12)	541	
Frais financiers	80	36	26	33	17	112	15	10	24	70	(12)	299	
Gain à la cession de biens	(8)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(8)	
Impôts sur les bénéfices des sociétés (recouvrement)	16	(11)	5	12	10	16	2	8	6	(12)	–	36	
Part des actionnaires sans contrôle	–	–	–	1	–	1	13	1	–	–	–	15	
Bénéfice net (perte nette)	50	48	31	30	16	125	31	24	24	(55)	–	199	
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	6	–	6	
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	50	48	31	30	16	125	31	24	24	(61)	–	193	
Écart d'acquisition	907	227	221	–	63	511	126	–	–	–	–	1 544	
Actifs identifiables	3 540	1 294	914	986	484	3 678	652	235	535	108	(19)	8 729	
Total de l'actif	4 447	1 521	1 135	986	547	4 189	778	235	535	108	(19)	10 273	
Dépenses en immobilisations brutes	120	285	147	72	38	542	106	17	13	5	–	803	
Exercice terminé le 31 décembre 2006													
Produits d'exploitation	–	251	216	421	252	1 140	101	80	163	9	(31)	1 462	
Quote-part du bénéfice d'un placement	–	–	–	–	–	–	10	–	–	–	–	10	
Coûts de l'approvisionnement énergétique	–	–	68	256	171	495	57	6	–	–	(18)	540	
Charges d'exploitation	–	115	63	54	28	260	13	15	105	11	(5)	399	
Amortissement	–	69	28	33	15	145	7	11	12	3	–	178	
Bénéfice d'exploitation	–	67	57	78	38	240	34	48	46	(5)	(8)	355	
Frais financiers	–	30	23	33	15	101	5	10	21	39	(8)	168	
Gain à la cession de biens	–	–	–	–	–	–	–	–	(2)	–	–	(2)	
Impôts sur les bénéfices des sociétés (recouvrement)	–	(5)	7	14	9	25	2	8	8	(11)	–	32	
Part des actionnaires sans contrôle	–	–	–	1	–	1	4	3	–	–	–	8	
Bénéfice net (perte nette)	–	42	27	30	14	113	23	27	19	(33)	–	149	
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2	–	2	
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	–	42	27	30	14	113	23	27	19	(35)	–	147	
Écart d'acquisition	–	228	221	–	63	512	149	–	–	–	–	661	
Actifs identifiables	–	1 158	810	929	447	3 344	679	246	486	43	(18)	4 780	
Total de l'actif	–	1 386	1 031	929	510	3 856	828	246	486	43	(18)	5 441	
Dépenses en immobilisations brutes	–	243	111	60	37	451	27	3	17	2	–	500	

¹⁾ L'acquisition de Terasen a été réalisée le 17 mai 2007.

²⁾ Comprend Maritime Electric et FortisOntario

³⁾ Comprend Belize Electricity, Fortis Turks and Caicos, acquise le 28 août 2006, et Caribbean Utilities dans l'île Grand Caïman.

La Société a modifié sa façon de présenter l'information sur ses secteurs d'exploitation, de sorte que les résultats financiers de Maritime Electric et de FortisOntario sont maintenant regroupés dans un secteur isolable et présentés comme « Services publics réglementés d'électricité – Autres – Canada ». L'information sectorielle correspondante a été reformulée pour tenir compte de ce changement.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

22. Informations sectorielles (suite)

Au cours de 2007, la Société a présenté un nouveau secteur « Services publics réglementés de gaz au Canada » qui inclut les résultats financiers de l'entreprise de distribution de gaz réglementée de Terasen, le principal distributeur de gaz naturel en Colombie-Britannique dont l'acquisition a été réalisée par la Société le 17 mai 2007. De plus, les charges nettes liées aux activités non réglementées du siège social de Terasen, de même que la participation de 30 % de Terasen dans CWLP, ont été incluses dans le secteur Siège social et autres depuis le 17 mai 2007.

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 les exercices terminés les 31 décembre sont décrites ci-dessous.

(en millions)	2007	2006
Ventes de Fortis Generation à Belize Electricity	15 \$	17 \$
Ventes de Fortis Generation à FortisOntario	1	1
Ventes de Newfoundland Power à Fortis Properties	4	3
Frais financiers intersectoriels relatifs aux emprunts suivants :		
Du siège social aux services publics réglementés au Canada	2	2
Du siège social à Fortis Properties	8	5
De Fortis Generation à Belize Electricity	–	1

23. Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés

(en millions)	2007	2006
Intérêts payés	288 \$	161 \$
Impôts sur les bénéfices payés	53 \$	54 \$

24. Instruments financiers

Juste valeur

La Société a désigné ses instruments financiers comme suit :

(en millions)	31 décembre 2007		31 décembre 2006	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
Détenus à des fins de transaction				
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹⁾	58 \$	58 \$	41 \$	41 \$
Prêts et créances				
Débiteurs ^{1) 2)}	635	635	286	286
Autres montants à recevoir de clients ^{1) 2) 3)}	7	7	6	6
Autres passifs financiers				
Emprunts à court terme ^{1) 2)}	475	475	98	98
Créditeurs et charges à payer ^{1) 2)}	793	793	333	333
Dividendes à verser ^{1) 2)}	43	43	22	22
Dépôts de clients ^{1) 2) 4)}	5	5	5	5
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins d'un an ^{5) 6)}	5 023	5 635	2 614	2 940
Actions privilégiées classées comme dette ^{5) 7)}	320	346	320	355

¹⁾ En raison de la nature ou de l'échéance à court terme de ces instruments financiers, leur valeur comptable se rapproche de leur juste valeur.

²⁾ La valeur comptable se rapproche du coût après amortissement.

³⁾ Inclus dans les charges reportées et autres actifs au bilan.

⁴⁾ Inclus dans les crédits reportés au bilan.

⁵⁾ La valeur comptable est évaluée au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

⁶⁾ La valeur comptable au 31 décembre 2007 est présentée déduction faite des frais financiers reportés non amortis de 33 millions \$. Le 1^{er} janvier 2007, des frais financiers reportés ont été reclassés des charges reportées et autres actifs conformément aux dispositions transitoires du chapitre 3855.

⁷⁾ Les actions privilégiées classées comme capitaux propres sont exclues des exigences du chapitre 3855; toutefois, la juste valeur estimative des actions privilégiées de la Société, de 122 millions \$, classées comme capitaux propres au 31 décembre 2007, s'établissait à 107 millions \$ (129 millions \$ au 31 décembre 2006).

La valeur comptable des instruments financiers inclus dans l'actif et le passif à court terme, les charges reportées et autres actifs, et les crédits reportés aux bilans consolidés se rapproche de leur juste valeur, ce qui reflète l'échéance à court terme, les conditions normales de crédit et la nature de ces instruments. La juste valeur de la dette à long terme est calculée en actualisant les flux de trésorerie futurs de chaque titre d'emprunt avec les taux de rendement estimatifs jusqu'à l'échéance de titres identiques ou similaires à la date du bilan, ou en utilisant les valeurs à la cote disponibles. Puisque la Société n'a pas l'intention de régler la dette à long terme 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 de la Société est établie selon les cours du marché.

Gestion du risque

La Société et ses filiales ont recours aux instruments financiers dérivés pour couvrir les risques de fluctuations des taux d'intérêt et du cours du gaz naturel. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers dérivés à des fins de transaction. Le tableau suivant indique la valeur des instruments financiers dérivés au 31 décembre.

	2007 ¹⁾				2006	
	Durée jusqu'à l'échéance (en années)	Nombre de swaps	Valeur comptable (en millions)	Juste valeur (en millions)	Valeur comptable (en millions)	Juste valeur (en millions)
Passif						
Swaps de taux d'intérêt	1 à 3	4	– \$	– \$	– \$	(1)\$
Swaps et options sur gaz naturel	Jusqu'à 3	244	(79)\$	(79)\$	– \$	– \$

¹⁾ Inclut les instruments financiers dérivés des sociétés Terasen Gas à partir du 17 mai 2007, date de l'acquisition.

Fortis Properties a désigné ses contrats de swaps de taux d'intérêt comme couvertures du risque de flux de trésorerie lié à la dette à long terme à taux variable. Au 1^{er} janvier 2007, conformément aux dispositions transitoires du chapitre 3865, la juste valeur des swaps de taux d'intérêt de (1) million \$ était comptabilisée à titre d'instrument financier dérivé et regroupée avec les crédits reportés au bilan en même temps qu'une entrée de sens inverse a été reflétée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu (note 16). Les sociétés Terasen Gas ont désigné leurs contrats de swaps de taux d'intérêt comme couvertures du risque de flux de trésorerie lié aux instruments d'emprunt à taux variable. Toute variation de la juste valeur de ces swaps de taux d'intérêt, qu'ils soient ou non utilisés dans une relation de couverture admissible, est reportée à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de paiement aux clients à même les tarifs futurs. Les swaps de taux d'intérêt sont évalués à la valeur actualisée de leurs flux de trésorerie futurs selon les courbes de taux d'intérêt futurs publiées.

La majorité des contrats d'approvisionnement en gaz naturel des sociétés Terasen Gas sont assortis de prix variables au lieu de prix fixes; des swaps et des options sur gaz naturel sont donc utilisés pour bloquer le prix d'achat réel du gaz naturel. Au 31 décembre 2007, aucun des swaps ni aucune des options sur gaz naturel n'était désigné pour couvrir les contrats d'approvisionnement en gaz naturel. Néanmoins, toute variation de la juste valeur des swaps et des options sur gaz naturel, qu'ils soient ou non utilisés dans une relation de couverture admissible, est reportée à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients, ou de paiement aux clients, à même les tarifs futurs. La juste valeur des swaps et des options sur gaz naturel correspond aux montants estimatifs que les sociétés Terasen Gas auraient à payer pour mettre fin aux contrats au 31 décembre 2007, et elle était incluse dans les créditeurs au 31 décembre 2007.

La juste valeur des instruments financiers de la Société, y compris les instruments dérivés, correspond à une estimation à un moment précis en fonction de renseignements concernant le marché pour ces instruments. Ces estimations ne sont pas précises, du fait qu'elles mettent en jeu des incertitudes et des questions de jugement et, en conséquence, pourraient ne pas être pertinentes aux fins de la prévision du bénéfice ou des flux de trésorerie futurs de la Société.

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 investissements nets dans des établissements étrangers, en concluant des contrats de change à terme et en procédant à des emprunts en dollars américains.

Les investissements nets de la Société dans des établissements étrangers sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain. La Société a effectivement atténué le risque de change sur ses investissements nets dans des établissements étrangers au moyen d'emprunts en dollars américains. Au 31 décembre 2007, la totalité de la dette à long terme de 392 millions \$ US de la Société était désignée à titre de couverture d'une tranche des investissements 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 couvertures est présentée dans l'état du résultat étendu. Au 31 décembre 2007, la Société avait des investissements nets dans des établissements étrangers d'environ 50 millions \$ US disponibles à la couverture.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

24. Instruments financiers (suite)

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 exposée aux risques associés principalement à la fluctuation des taux d'intérêt sur ses emprunts à court terme et ses emprunts en vertu de facilités de crédit à taux variables. La Société désigne ses swaps de taux d'intérêt à titre de couvertures 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.

Les sociétés Terasen Gas utilisent un compte de report des taux d'intérêt approuvé par la BCUC pour absorber les variations de taux d'intérêt, fixant ainsi le taux d'intérêt sur les facilités de crédit à court terme et à taux variable.

Risque de crédit

Les sociétés Terasen Gas sont exposées à un risque de crédit en cas de défaut des contreparties à ses instruments financiers dérivés et à un risque de crédit à l'égard des ventes réelles hors réseau. Aucun cas de défaut par les contreparties n'est prévu, car ces contreparties sont des institutions financières jouissant d'un crédit de haute qualité. En outre, la Société est exposée à un risque de crédit de la part de sa clientèle. Cependant, la Société possède généralement un bassin important et diversifié de clients, ce qui réduit la concentration du risque. FortisAlberta est toutefois exposée au risque de crédit relatif aux ventes à des détaillants. La quasi-totalité de la facturation pour services de distribution de FortisAlberta vise un petit groupe de détaillants. Comme l'exige la réglementation, FortisAlberta atténue son exposition au crédit liée à la facturation des détaillants en obtenant de la part de ces derniers un dépôt au comptant, une caution, une lettre de crédit, ou une note de crédit de première qualité auprès d'une importante agence de notation, ou en les obligeant à obtenir une garantie financière auprès d'une entité dont la note de crédit est de première qualité.

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 des coûts de l'énergie et du gaz par rapport à un point de référence établi. Ces comptes réduisent l'incidence sur les résultats financiers de la Société de la fluctuation des coûts de l'énergie et du gaz.

25. Engagements

(en millions)	Total	Moins de un an	De un an à trois ans	De quatre à cinq ans	Plus de cinq ans
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz ¹⁾	537 \$	515 \$	22 \$	– \$	– \$
Obligations liées aux contrats d'achat d'électricité					
FortisBC ²⁾	2 856	40	74	76	2 666
FortisOntario ³⁾	286	21	43	45	177
Maritime Electric ⁴⁾	7	7	–	–	–
Belize Electricity ⁵⁾	15	2	2	2	9
Coût en capital ⁶⁾	402	14	34	39	315
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés ⁷⁾	66	4	8	6	48
Location de bureaux – FortisBC ⁸⁾	20	1	2	2	15
Obligations liées aux contrats de location-exploitation ⁹⁾	176	20	33	30	93
Divers	25	6	10	9	–
Total	4 390 \$	630 \$	228 \$	209 \$	3 323 \$

¹⁾ Les obligations liées aux contrats d'achat de gaz se rapportent à divers contrats d'achat de gaz des sociétés Terasen Gas. Ces obligations sont basées sur les prix du marché, lesquels varient en fonction des indices des prix du gaz naturel. Les montants indiqués reflètent les prix de l'indice qui étaient en vigueur au 31 décembre 2007.

²⁾ 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 fondés sur les frais d'exploitation et d'entretien et un rendement du capital pour la centrale, en contrepartie de l'achat ferme de quantités précises d'électricité liées au débit naturel. 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.
- 3) Les obligations d'achat d'électricité de FortisOntario comprennent principalement un contrat de prise ferme à long terme entre Cornwall Electric et Marketing d'énergie Hydro-Québec Inc. pour la fourniture d'électricité et de capacité. 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 expire le 30 juin 2008. Ce contrat de prise ferme fournit de l'énergie selon les besoins, mais entraîne une facturation de 0,14 million \$ par mois pour une puissance de 100 MW.
 - 4) Maritime Electric détient un contrat d'achat ferme avec Énergie NB pour l'achat d'énergie ou de capacité. Ce contrat s'élève à environ 7 millions \$ et expire le 31 mars 2008.
 - 5) 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, entré en vigueur en février 2007, visant l'approvisionnement d'une capacité de 3 MW, et un contrat d'achat d'électricité de deux ans conclu par Belize Electricity et la Comisión Federal de Electricidad 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 »), devant entrer en vigueur au milieu de 2009, prévoyant l'approvisionnement d'environ 14 MW de capacité. 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 2012 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^{er} 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^e année et vers la 28^e année du bail (note 4 *xiii*)).
 - 9) Les obligations liées aux contrats de location-exploitation portent sur la location de bureaux, d'entrepôts, d'actifs de transport et de distribution de gaz naturel, 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 901 millions \$ de dépenses en immobilisations en 2008. Cet engagement n'apparaît pas dans le tableau des engagements ci-dessus.

Au cours des exercices antérieurs, TGVI a bénéficié de prêts remboursables sans intérêt consentis par les gouvernements fédéral et provincial, de respectivement 50 millions \$ et 25 millions \$, en rapport avec la construction et l'exploitation du pipeline de gaz naturel de l'île de Vancouver. Tel qu'il a été approuvé par la BCUC, ces prêts ont été comptabilisés en tant que subventions gouvernementales et portés en réduction des montants constatés comme immobilisations de services publics. Ces prêts gouvernementaux sont remboursables durant l'un quelconque des exercices antérieurs à 2012 dans certaines circonstances et à condition que TGVI soit en mesure d'obtenir un financement par dette subordonnée non consenti par un gouvernement à des conditions commerciales raisonnables. À mesure que les prêts seront remboursés et remplacés par des prêts non consentis par un gouvernement, les immobilisations de services publics et la dette à long terme augmenteront en conformité avec la structure du capital approuvée de TGVI, tout comme la base tarifaire de TGVI employée pour fixer les tarifs. Les critères de remboursement ont été respectés en 2007, et TGVI devrait rembourser environ 6 millions \$ des prêts en 2008. Au 31 décembre 2007, le solde des prêts gouvernementaux à rembourser s'établissait à 67 millions \$, dont environ 6 millions \$ étaient classés dans la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an. Le solde à rembourser après 2009 de ces prêts gouvernementaux n'est pas inclus dans le tableau des engagements ci-dessus, puisque le montant et le calendrier des remboursements sont déterminés d'après la tranche récupérable du compte de CRIP de TGVI qui doit être approuvée chaque année par la BCUC et d'après la capacité de TGVI de remplacer les prêts gouvernementaux par un financement par dette subordonnée non consentie par un gouvernement à des conditions commerciales raisonnables.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

26. 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.

Terasen

Le 26 mars 2007, le ministre de la Petite entreprise et du Revenu et ministre responsable de la réforme réglementaire en Colombie-Britannique (le « ministre ») a rendu une décision concernant l'appel de TGI s'opposant à l'avis de cotisation additionnelle de la British Columbia Social Service Tax pour un montant d'environ 37 millions \$, incluant les intérêts sur le pipeline Southern Crossing dont la construction a été terminée en 2000. Le ministre a réduit le montant de la cotisation à 7 millions \$, incluant les intérêts, montant qui a été entièrement payé afin d'éviter l'ajout d'intérêts et constaté à titre d'actif réglementaire à long terme reporté. Le 22 juin 2007, TGI a interjeté appel de cette décision devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique (note 4 x)).

Une filiale non réglementée de Terasen a reçu des avis de cotisation de l'Agence du revenu du Canada (« ARC ») à l'égard d'impôts additionnels pour les années d'imposition de 1999 à 2003. Cette éventualité a été pleinement provisionnée dans les états financiers consolidés. Terasen a entamé le processus d'appel lié aux avis de cotisation.

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 3 millions \$ en rapport avec les coûts de lutte contre l'incendie et d'extinction de l'incendie, et environ 2 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. Toutefois, FortisAlberta n'a pas effectué d'évaluation définitive de la responsabilité éventuelle et l'issue de ce litige ne peut être établie quant à la responsabilité de la société relativement aux réclamations de la Couronne. Aucun montant n'a donc été cumulé dans les états financiers consolidés.

FortisBC

Le ministère des Forêts de la Colombie-Britannique 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. En outre, la société s'est vu signifier deux brefs et déclarations par des propriétaires fonciers privés en rapport avec cette même affaire. La société est actuellement en pourparlers avec ses assureurs et a produit une défense à l'égard de toutes les poursuites. 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.

Maritime Electric

En avril 2006, l'ARC a émis à l'intention de Maritime Electric un avis de nouvelle cotisation visant les années d'imposition 1997 à 2004. Les nouvelles cotisations visent les choix de 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 de 2001 à 2004, ii) des ajustements liés aux rabais consentis aux clients pour les années d'imposition de 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, 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 13 millions \$ au titre de l'impôt et des intérêts courus. Au 31 décembre 2007, Maritime Electric avait provisionné ce montant dans les impôts à payer futurs et exigibles. 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. Le montant actuellement déposé auprès de l'ARC pour la nouvelle cotisation est d'environ 6 millions \$.

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 millions \$ (7 millions \$ US), prévus par une entente entre le Village et un ancien propriétaire de la centrale hydroélectrique, située dans la municipalité du Village, 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 et rejetant l'action intentée par le Village. En janvier 2007, le Village a déposé un avis d'appel qui a été entendu devant la Division d'appel du Fourth Judicial Department de la Cour Suprême de l'État de New York en décembre 2007. Le 1^{er} février 2008, la Division d'appel a délivré son mémoire de décision et son ordonnance qui modifie la décision initiale en rejetant l'appel du Village concernant son premier motif d'action, mais en inscrivant de nouveau le motif d'action secondaire rejeté par l'ordonnance du jugement sommaire. D'autres demandes d'appel devraient être déposées devant la Cour d'appel de l'État de New York. La direction est d'avis que ces actions en justice intentées par le Village ne seront pas accueillies et, par conséquent, aucune provision n'a été prévue dans les présents états financiers consolidés.

27. Événement postérieur à la date du bilan

Le 15 février 2008, TGVI a clôturé une offre de débetures non garanties à 6,05 %, représentant un capital de 250 millions \$, venant à échéance le 15 février 2038. Le produit net du placement de débetures a été affecté au remboursement des emprunts en vertu de la facilité de crédit existante.

28. Chiffres correspondants

Certains chiffres correspondants ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation adoptée pour l'exercice achevé.

Rétrospective financière

États des résultats (en millions \$)	2007	2006 ¹⁾	2005 ¹⁾	2004
Produits, y compris la quote-part du bénéfice d'un placement	2 718	1 472	1 441	1 146
Coûts de l'approvisionnement énergétique et charges d'exploitation	1 904	939	926	766
Amortissement	273	178	158	114
Frais financiers	299	168	154	122
Impôts sur les bénéfices des sociétés	36	32	70	47
Résultats des activités abandonnées, gains tirés de ventes et autres éléments inhabituels	8	2	10	–
Part des actionnaires sans contrôle	15	8	6	6
Dividendes sur actions privilégiées	6	2	–	–
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	193	147	137	91
Bilans (en millions \$)				
Actif à court terme	1 064	405	299	293
Écart d'acquisition	1 544	661	512	514
Autres actifs à long terme	424	331	471	418
Immobilisations de services publics et biens productifs	7 241	4 044	3 315	2 713
Total de l'actif	10 273	5 441	4 597	3 938
Passif à court terme	1 804	558	412	538
Dépôts dus dans plus d'un an	–	–	–	–
Crédits reportés, passifs réglementaires et impôts futurs	688	477	477	138
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location- acquisition (excluant la tranche échéant à moins d'un an)	4 623	2 558	2 136	1 905
Part des actionnaires sans contrôle	115	130	39	37
Actions privilégiées (classées comme dette)	320	320	320	320
Capitaux propres	2 723	1 398	1 213	1 000
Flux de trésorerie (en millions \$)				
Activités d'exploitation	373	263	304	272
Activités de financement	1 826	456	224	777
Activités d'investissement	2 033	634	467	1 026
Dividendes, excluant les dividendes sur actions privilégiées classées comme dette	146	77	64	51
Statistiques financières				
Rendement des capitaux propres moyens attribuable aux actions ordinaires (%)	9,99	11,87	12,40	11,28
Ratios de structure financière (%) (fin de l'exercice)				
Total de la dette et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (déduction faite de l'encaisse)	64,3	61,1	58,7	61,4
Actions privilégiées (classées à la fois comme dette et comme capitaux propres)	5,2	10,0	8,6	9,4
Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires	30,5	28,9	32,7	29,2
Ratio de couverture des intérêts (multiple)				
Dette	1,9	2,2	2,5	2,3
Total des charges fixes	1,7	2,0	2,1	2,0
Total des dépenses en immobilisations (en millions \$)	803	500	446	279
Données sur les actions ordinaires				
Valeur comptable par action (fin de l'exercice) (\$)	16,69	12,19	11,74	10,45
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en millions)	137,6	103,6	101,8	84,7
Résultat de base par action ordinaire (\$)	1,40	1,42	1,35	1,07
Dividendes déclarés par action ordinaire (\$)	0,880	0,700	0,605	0,548
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	0,820	0,670	0,588	0,540
Ratio dividendes/bénéfice (%)	58,6	47,2	43,7	50,3
Ratio cours/bénéfice (multiple)	20,7	21,0	18,0	16,2
Sommaire des données de négociation des actions				
Haut (\$) (TSX)	30,00	30,00	25,64	17,75
Bas (\$) (TSX)	24,50	20,36	17,00	14,23
Cours de clôture (\$) (TSX)	28,99	29,77	24,27	17,38
Volume (en milliers)	100 920	60 094	37 706	29 254

¹⁾ 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.

2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997
843	715	628	580	505	473	487
579	477	418	418	356	340	341
62	65	62	52	45	42	41
86	74	65	56	46	44	45
38	32	29	17	28	23	29
-	-	4	3	-	4	-
4	4	4	3	1	1	1
-	-	-	-	-	-	-
74	63	54	37	29	27	30
191	180	135	166	93	94	79
65	60	33	36	39	42	45
345	241	172	163	122	121	115
1 563	1 459	1 246	1 056	930	750	747
2 164	1 940	1 586	1 421	1 184	1 007	986
296	334	272	225	230	148	172
-	-	-	-	16	16	20
62	39	32	24	27	22	23
1 031	941	746	678	488	424	386
37	40	36	32	29	8	8
123	-	50	50	50	50	50
615	586	450	412	344	339	327
157	134	94	97	85	69	63
232	261	171	178	67	16	17
308	349	240	241	122	66	54
38	35	30	28	24	24	23
12,30	12,23	12,44	9,73	8,55	8,24	9,43
60,0	65,2	63,9	60,4	59,6	53,4	53,6
6,7	-	3,6	4,3	5,1	6,0	6,2
33,3	34,8	32,5	35,3	35,3	40,6	40,2
2,2	2,3	2,3	2,1	2,3	2,2	2,6
2,1	2,2	2,2	1,9	2,1	2,0	2,0
208	229	149	158	86	65	50
8,82	8,50	7,50	6,97	6,55	6,52	6,40
69,3	65,1	59,5	54,1	52,2	51,5	50,4
1,06	0,97	0,90	0,68	0,56	0,53	0,60
0,525	0,498	0,470	0,460	0,455	0,450	0,443
0,520	0,485	0,468	0,460	0,453	0,450	0,440
48,9	49,9	51,9	67,6	80,8	84,9	73,9
13,9	13,5	13,0	13,2	14,0	18,0	17,6
15,24	13,28	11,89	9,19	9,93	12,03	10,63
11,63	10,76	8,56	6,88	7,29	8,75	7,83
14,73	13,13	11,74	9,00	7,85	9,56	10,50
31 180	21 676	21 460	26 760	9 024	12 356	13 520

Conseil d'administration



Conseil d'administration (en arrière, g-d) : David G. Norris, Peter E. Case, Harry McWatters, Michael A. Pavey, Frank J. Crothers, Linda L. Inkpen, Roy P. Rideout, (en avant, g-d) : John S. McCallum, H. Stanley Marshall, Bruce Chafe, Geoffrey F. Hyland.

Bruce Chafe *** *Président du conseil d'administration, Fortis Inc., St. John's (T.-N.-L.)*
M. Chafe est âgé de 71 ans et s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 1997. Il en a été nommé président en mai 2006. Il est un ancien président du comité de vérification du conseil. M. Chafe est associé principal à la retraite de Deloitte & Touche s.r.l., après une carrière de 36 ans en services de la vérification et services consultatifs aux entreprises. Il est administrateur de Fortis Properties Corporation depuis 1997. Il a été président du conseil d'administration de Newfoundland Power Inc. et membre du conseil d'administration de FortisBC Inc. Il est administrateur de plusieurs sociétés d'investissement privées. M. Chafe prendra sa retraite du conseil d'administration lors de l'assemblée annuelle le 6 mai 2008.

Peter E. Case * *Administrateur de sociétés, Freelton (Ont.)*
M. Case est âgé de 53 ans et s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2005. Analyste de services publics et de pipelines pendant 17 ans, il a pris sa retraite en février 2003 comme directeur général de la recherche sur les investisseurs institutionnels chez Marchés mondiaux CIBC. Avant d'occuper ce poste, il était directeur général chez BMO Nesbitt Burns. Il est administrateur de FortisOntario Inc. depuis mars 2003.

Frank J. Crothers *Président-directeur général, Island Corporate Holdings, Nassau (Bahamas)*
M. Crothers est âgé de 63 ans et s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2007. Au cours des 35 dernières années, il a siégé à de nombreux conseils d'administration du secteur privé et du secteur public. Il a exécuté un mandat de trois ans à titre de président de la Caribbean Association of Electrical Utilities (« CARILEC »). Il est ancien président de P.P.C. Limited, société acquise par Fortis Inc. en août 2006. Il est vice-président du conseil d'administration de la Caribbean Utilities Company, Limited. M. Crothers est également administrateur d'Abaco Markets, de Templeton Investments, de Nunisco Resources Limited, de Talon Corporation, de Fidelity Merchant Bank & Trust Limited, de C.A. Bancorp Inc. et de Victory Nickel Inc.

Geoffrey F. Hyland * *Administrateur de sociétés, Caledon (Ont.)*
M. Hyland est âgé de 63 ans et il s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2001. Il a pris sa retraite en juin 2005 du poste de président-directeur général de ShawCor Ltd. M. Hyland est administrateur de FortisOntario Inc. Il est toujours membre du conseil d'administration 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 (T.-N.-L.)*
D^{re} Inkpen, âgée de 60 ans, s'est jointe au conseil d'administration de Fortis Inc. en avril 1994. Médecin depuis 1975, elle préside le comité consultatif médical des hôpitaux de St. John's pour Eastern Health. Elle a déjà été présidente du College of the North Atlantic. En outre, elle a siégé à la Royal Commission on Employment and Unemployment. Elle a été nommée présidente du conseil d'administration de Fortis Properties Corporation en 2000 et est une ancienne présidente du conseil d'administration de Newfoundland Power Inc.

H. Stanley Marshall *Président-directeur général, Fortis Inc., St. John's (T.-N.-L.)*
M. Marshall est âgé de 57 ans. Il est membre du conseil d'administration de Fortis Inc. depuis octobre 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 d'administration de tous les services publics du Groupe Fortis dans l'ouest du Canada et dans les Caraïbes, ainsi que du conseil d'administration de Fortis Properties Corporation. Il est également administrateur de Toromont Industries Ltd.

John S. McCallum ** *Professeur de finance, Université du Manitoba, Winnipeg (Man.)*
M. McCallum, âgé de 64 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 d'administration. Il a été président du conseil d'administration 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.

Harry McWatters * *Président, Sumac Ridge Estate Wine Group, Summerland (C.-B.)*
M. McWatters est âgé de 62 ans et s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2007. Il est le fondateur du Sumac Ridge Estate Wine Group. M. McWatters est président de Black Sage Vineyards Ltd., d'Hawthorne Mountain Vineyards Limited et d'Okanagan Estate Wine Cellars Ltd., en plus d'être responsable des relations avec l'industrie et les gouvernements pour le compte de Vincor Canada dans l'Ouest canadien. Il a été nommé président du conseil d'administration de FortisBC Inc. en 2006. M. McWatters est administrateur de FortisBC Inc. depuis 2005 et de Terasen Inc. depuis novembre 2007.

David G. Norris ** *Administrateur de sociétés, St. John's (T.-N.-L.)*
M. Norris, âgé de 60 ans, s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2005 et il a été nommé président du comité de vérification du conseil d'administration en mai 2006. Il est consultant en finances et en gestion depuis 2001; auparavant, il était premier vice-président directeur, Finances et développement commercial de Fishery Products International Limited. Dans le passé, il a été sous-ministre des Finances et du conseil du Trésor du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. M. Norris a été nommé président du conseil d'administration 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 (N.-B.)*
M. Pavey, âgé de 60 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 d'une importante société de services publics d'électricité intégrée dans l'Ouest canadien. Dans le passé, M. Pavey a été administrateur de Maritime Electric Company, Limited.

Roy P. Rideout ** *Administrateur de sociétés, Halifax (N.-É.)*
M. Rideout, âgé de 60 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 d'administration. 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 et a occupé des postes de cadre supérieur dans le secteur du transport aérien au Canada. Il est également administrateur du Halifax International Airport Authority et de NAV CANADA.

* Comité de vérification

★ Comité de gouvernance et des candidatures

* Comité des ressources humaines

Renseignements pour les investisseurs

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 dividendes¹⁾ et un régime d'achat d'actions par les consommateurs²⁾ pour les inciter à investir davantage dans Fortis Inc. Les participants peuvent ainsi déposer automatiquement leurs dividendes, ainsi que tout paiement additionnel en espèces (minimum de 100 \$ et maximum de 20 000 \$ par an), dans ces régimes afin d'acheter d'autres actions ordinaires. Les actions sont vendues trimestriellement les 1^{er} mars, 1^{er} juin, 1^{er} septembre et 1^{er} 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.

Symbole des actions

Les actions ordinaires, les actions privilégiées de premier rang de série C, les actions privilégiées de premier rang de série E et les actions privilégiées de premier rang de série F de Fortis Inc. sont cotées à la Bourse de Toronto et se négocient respectivement sous les symboles FTS, FTS.PR.C, FTS.PR.E et FTS.PR.F.

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 \$



Fortis Inc. Dirigeants de Fortis Inc. (g-d) : Ronald W. McCabe, chef du contentieux et secrétaire général; Stan Marshall, président-directeur général; Donna Hynes, secrétaire adjointe et directrice, Relations avec les investisseurs et le public; Barry Perry, vice-président, Finances et directeur des finances.

Dates prévues pour le versement des dividendes* et l'annonce des résultats

Dates de fermeture des registres

9 mai 2008	8 août 2008
7 novembre 2008	6 février 2009

Dates de versement des dividendes

1 ^{er} juin 2008	1 ^{er} septembre 2008
1 ^{er} décembre 2008	1 ^{er} mars 2009

Dates d'annonce des résultats

1 ^{er} mai 2008	8 août 2008
31 octobre 2008	5 février 2009

* La déclaration et le versement des dividendes sont sujets à l'approbation du conseil d'administration.

Relations avec les investisseurs et les analystes

Directrice, Relations avec les investisseurs et le public
Téléphone : 709-737-2800
Télécopieur : 709-737-5307
Courriel : investorrelations@fortisinc.com

Photographies :

Couverture : Cam Craig, Surrey (C.-B.)

Ka-Kei Law Creative, Vancouver (C.-B.)
Marnie Burkhart, Calgary (Alb.)
Hector Montero, San Ignacio, Belize
Jesse Karn, Warfield (C.-B.)
Mike Armstrong, Regina (Sask.)
Vonetta Burrell, Belmopan, Belize
Lee Ann Surette, St. John's (T.-N.-L.)
Ned Pratt, St. John's (T.-N.-L.)
Wendy Small, Toronto (Ont.)
Jack LeClair, Charlottetown (Î.-P.-É.)
Mike Denby, Vancouver (C.-B.)
Stephanie Tracey, Kelowna (C.-B.)
Trina Cormier, St. John's (T.-N.-L.)
Michael Pescod, Cornwall (Ont.)
Bobb Barrett, Niagara Falls (Ont.)
Denize Vanzie, Belmopan, Belize
Neil Murray, Grand Caïman, îles Caïmans
Miguel Escalante, Grand Caïman, îles Caïmans
Christine Morden, Providenciales, îles Turks et Caïcos
Margarito Ortiz, San Ignacio, Belize

Assemblée annuelle

Mardi 6 mai 2008
10 h 30
Holiday Inn St. John's
180 Portugal Cove Road
St. John's (T.-N.-L.) Canada

Conception et production :

Colour, St. John's (T.-N.-L.)
www.colour-nl.ca

Moveable Inc., Toronto (Ont.)

Imprimeur :

The Lowe-Martin Group,
Ottawa (Ont.)



Pour obtenir les coordonnées des sociétés du Groupe Fortis, visitez la page « Contact Us » du site Web de Fortis Inc. au www.fortisinc.com.



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 TSX:FTS

