

FORTIS INC.

RAPPORT ANNUEL 2008



BIEN ANCRÉ

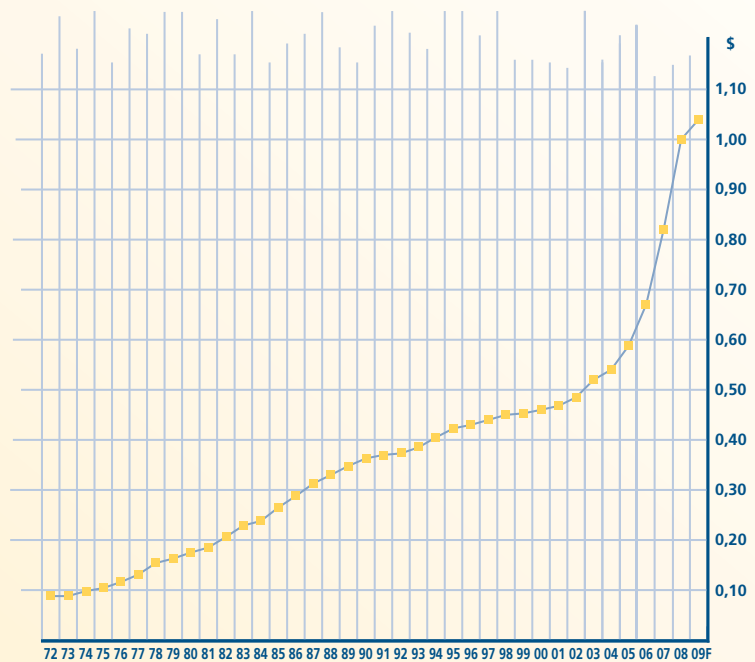


Plus importante société de services publics de distribution appartenant à des investisseurs au Canada, Fortis Inc. fournit du gaz et de l'électricité à plus de 2 000 000 de clients.

Table des matières

Faits saillants pour les investisseurs	2
Rapport aux actionnaires	4
Activités de gaz réglementées	
Terasen	8
Activités d'électricité réglementées	
FortisAlberta	9
FortisBC	10
Newfoundland Power	11
Maritime Electric	12
FortisOntario	13
Belize Electricity	14
Caribbean Utilities	15
Fortis Turks and Caicos	16
Activités non réglementées	
Fortis Generation	17
Fortis Properties	18
Notre collectivité	19
Rapport de gestion	20
États financiers et notes afférentes aux états financiers consolidés	80
Rétrospective financière	130
Conseil d'administration	132
Renseignements pour les investisseurs	133

Dividendes versés par action ordinaire

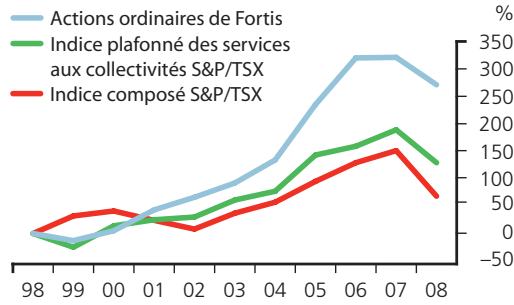


Fortis a augmenté le dividende annuel versé à ses actionnaires ordinaires 36 années d'affilée, le plus long record pour l'ensemble des sociétés ouvertes du Canada.

Page couverture avant : Employés de FortisBC, Matt Wilson (gauche) et Dan Karslake (droite). Photographie prise par : Cam Craig, employé de Terasen Gas.

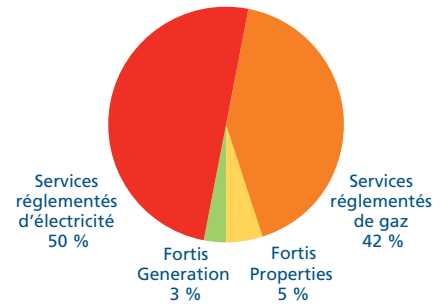
Page couverture arrière : Conduite forcée à la centrale Rattling Brook de Newfoundland Power. Photographie prise par : Gary Murray, employé de Newfoundland Power.

Rendement cumulé total des 10 derniers exercices



Actif dépassant 11 milliards \$

(au 31 décembre 2008)



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

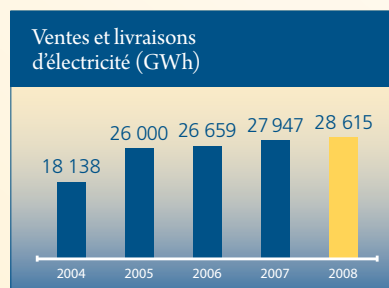
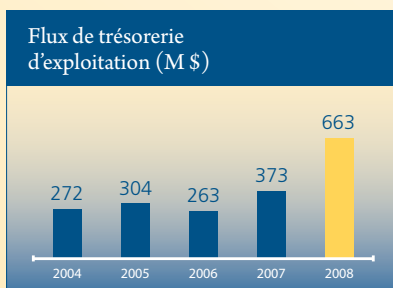
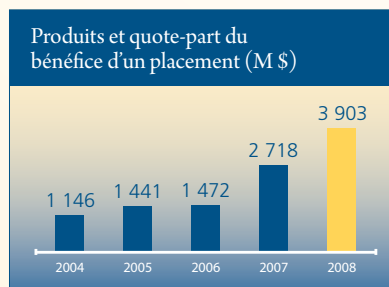
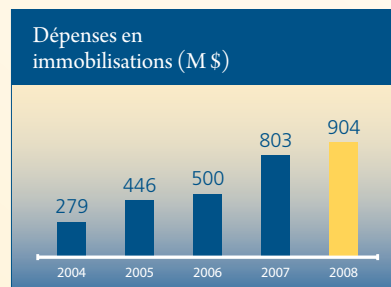
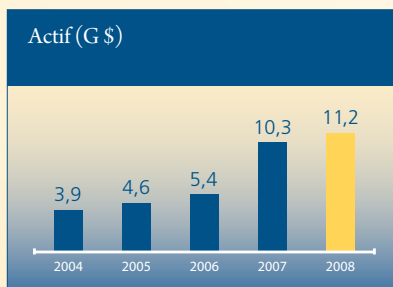
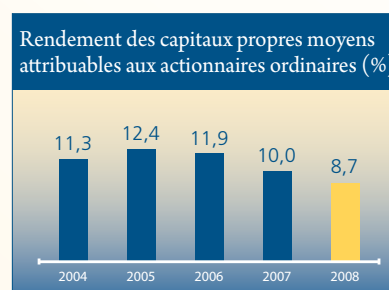
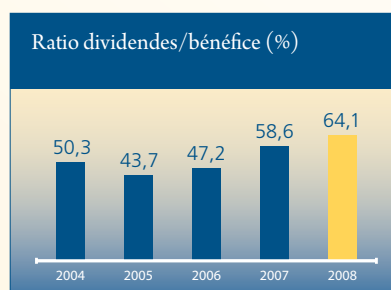
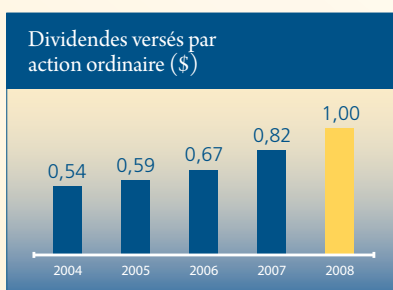
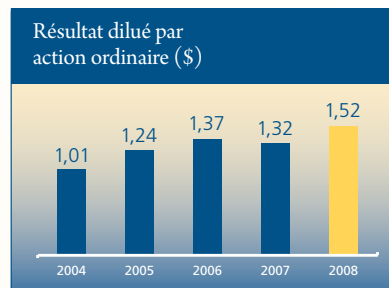
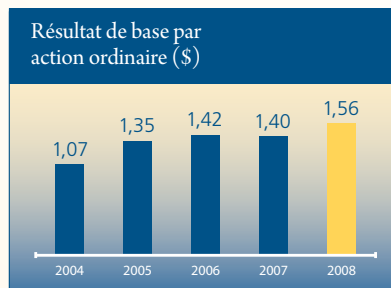
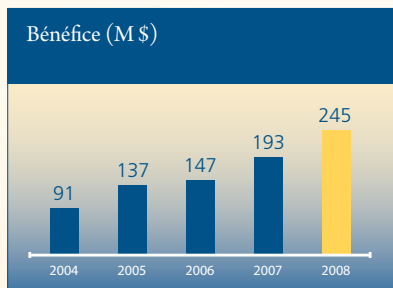
Fortis Properties ▲

Immobilier

Canada Atlantique, Saskatchewan

Hôtellerie

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



Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens.

L'information porte sur l'exercice terminé le 31 décembre 2008, à moins d'indication contraire.

Réglementés

Gaz

Terasen ¹⁾	Clients (nombre)	Employés (nombre)	Demande de pointe quotidienne (TJ)	Volume de gaz (PJ)	Programme de dépenses en immobilisations (M \$)	Total de l'actif (G \$)	Base tarifaire (G \$) ²⁾	Bénéfice (M \$)	RCP autorisé (%) ³⁾	
									2008	2009
Total	931 000	1 260	1 402	221	220	4,6	3,1	118	8,62	8,47

Électricité

Société	Clients (nombre)	Employés (nombre)	Demande de pointe quotidienne (MW)	Ventes d'énergie (GWh)	Programme de dépenses en immobilisations (M \$)	Total de l'actif (G \$)	Base tarifaire (G \$) ²⁾	Bénéfice (M \$)	RCP autorisé (%) ³⁾	
									2008	2009
FortisAlberta	461 000	991	3 150	15 722	302	1,8	1,3	46	8,75	8,51 ⁴⁾
FortisBC	157 000	545	746	3 087	117	1,2	0,9	34	9,02	8,87
Newfoundland Power	236 000	551	1 181	5 208	67	1,0	0,8	32	8,95	8,95
Maritime Electric	73 000	179	223	1 035	35	0,4	0,3	11	10,00	9,75
FortisOntario	52 000	125	227	1 147	11	0,2	0,1	3	9,00	8,39
Belize Electricity ⁵⁾	74 000	278	74	407	22	0,2	0,2	(4)	10,00 ⁶⁾	10,00 ⁶⁾⁷⁾
Caribbean Utilities ⁸⁾	24 000	197	94	635	44	0,6	0,4	13	9,00-11,00 ⁶⁾	9,00-11,00 ⁶⁾
Fortis Turks and Caicos	9 000	95	29	157	44	0,2	0,2	8	17,50 ⁶⁾⁹⁾	17,50 ⁶⁾
Total	1 086 000	2 961	5 724	27 398	642	5,6	4,2	143		

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 ».

2) Prévission à la mi-exercice de 2009.

3) Taux de rendement des capitaux propres (« RCP ») attribuables aux actionnaires ordinaires. 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.

4) RCP provisoire, en attendant l'issue de l'instance réglementaire.

5) L'information inscrite au tableau présente la totalité des activités de Belize Electricity, sauf les données sur le bénéfice. Le bénéfice présente la contribution de Belize Electricity aux résultats consolidés de Fortis, compte tenu de la participation de 70,1 % de la Société.

6) Taux de rendement réglementé sur l'actif de la base tarifaire (« RAB »).

7) Selon la décision finale rendue en juin 2008 par suite de la demande de tarif pour 2008-2009 de Belize Electricity.

8) Fortis détient une participation de 57 % dans Caribbean Utilities. L'information inscrite au tableau présente la totalité des activités de Caribbean Utilities au 31 décembre 2008 pour les quatorze mois terminés à cette date, en raison du changement de la date de fin d'exercice du service public. Le bénéfice représente la contribution de Caribbean Utilities aux résultats consolidés de la Société pour les quatorze mois terminés le 31 décembre 2008.

9) Des investissements importants sont en cours de réalisation par ce service public. Le RAB obtenu en 2008 a été inférieur à celui permis aux termes de la licence.

Non réglementés

Fortis Generation¹⁾

	Capacité de production (MW)	Ventes d'énergie (GWh)	Actif ³⁾ (G \$)	Bénéfice ⁴⁾ (M \$)	Programme de dépenses en immobilisations (M \$)
Total	195	1 217	0,4	30	28

Fortis Properties²⁾

	Employés (nombre)	Actif (G \$)	Bénéfice ⁴⁾ (M \$)	Programme de dépenses en immobilisations (M \$)
Total	2 000	0,6	23	14

1) Comprend les activités au Belize, en Ontario, dans la région centrale de Terre-Neuve, en Colombie-Britannique, 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 20 hôtels dans plusieurs villes du pays.

3) Comprend 126 millions \$ d'actifs dans le secteur « autres » des activités non réglementées.

4) Contribution aux résultats consolidés de Fortis Inc. pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

L'information porte sur l'exercice terminé le 31 décembre 2008, à moins d'indication contraire.



Gauche – Les sociétés Terasen Gas possèdent et exploitent plus de 46 000 kilomètres de pipelines de distribution et de transport de gaz naturel, et ont répondu à une demande de pointe quotidienne de 1 402 TJ en 2008.

Droite – Les services publics d'électricité de Fortis possèdent ou exploitent environ 136 000 kilomètres de lignes de transport et de distribution, et ont répondu à une demande de pointe combinée qui a dépassé 5 700 MW en 2008.

Rapport aux actionnaires

Pour votre Société, 2008 a été une autre année couronnée de succès et marque son neuvième exercice d'affilée où elle a réalisé un bénéfice record pour ses actionnaires.

Fortis a dégagé un bénéfice net attribuable aux actions ordinaires de 245 millions \$, en hausse de 27 % par rapport au bénéfice de 193 millions \$ pour 2007. Le bénéfice par action ordinaire s'est établi à 1,56 \$, soit 16 cents de plus que le bénéfice par action ordinaire de 1,40 \$ atteint en 2007.

En excluant les éléments non récurrents, la croissance du bénéfice est principalement attribuable à une contribution au bénéfice pour un exercice complet par Terasen et à la hausse des contributions des activités de production hydroélectrique non réglementée. Le bénéfice de 2008 a augmenté sous l'effet d'une réduction d'impôts non récurrente de 7,5 millions \$ (5,5 millions \$ pour les sociétés Terasen Gas et 2 millions \$ pour Terasen Inc.) jumelée au règlement de questions fiscales s'appliquant à des périodes antérieures de Terasen, mais il s'est ressenti d'une charge non récurrente de 13 millions \$ représentant la quote-part de la Société des coûts du combustible et de l'électricité achetée que l'organisme de réglementation de Belize Electricity a refusé d'inclure.

Les dividendes versés par action ordinaire ont été portés à 1,00 \$ en 2008, soit 22 % de plus que les 82 cents versés par action ordinaire à l'exercice précédent. Le ratio dividendes/bénéfice s'est établi à environ 64 % en 2008. Fortis a fait passer son dividende trimestriel par action ordinaire à 26 cents, à compter du dividende du premier trimestre versé en 2009. L'augmentation de 4 % du dividende trimestriel par action ordinaire se traduit par un dividende annualisé de 1,04 \$, ce qui porte à 36 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.

En décembre, Fortis a modifié et bonifié son régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions pour prévoir un escompte de 2 % à l'achat d'actions ordinaires sur le capital-actions autorisé à même les dividendes réinvestis. L'escompte a pris effet avec le dividende versé le 1^{er} mars 2009.

Au cours des cinq derniers exercices, Fortis a dégagé un rendement total moyen annualisé de 14,3 %, soit le plus élevé de son secteur, surpassant respectivement le rendement total moyen annualisé de l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et de l'indice composé S&P/TSX qui a été respectivement de 7,3 % et de 4,2 % au cours de cette période.

En octobre 2008, Fortis a été incluse dans les indices S&P/TSX 60, 60 Capped et Equity 60 de Standard & Poor's. Le volume de négociation quotidien moyen pour les 46 jours de Bourse en 2008 pendant lesquels Fortis était incluse dans ces indices s'est établi à environ 662 000 actions ordinaires, soit près de 35 % de plus que le volume de négociation quotidien moyen pour la période depuis le début de l'exercice jusqu'à l'inclusion. Au cours des cinq derniers exercices, le volume de négociation quotidien moyen des actions ordinaires de Fortis s'est multiplié par 4,5, excédant, en moyenne, 525 000 actions ordinaires échangées quotidiennement en 2008.

Fortis, plus importante société de services publics de distribution du Canada détenue par des investisseurs, sert plus de 2 000 000 de consommateurs de gaz et d'électricité. À la fin de 2008, l'actif de la base tarifaire réglementée approchait les 7 milliards \$, et le total de l'actif de Fortis excédait les 11 milliards \$, soit plus de cinq fois le montant d'il y a cinq ans. Cette croissance provient de deux acquisitions importantes : celle de Terasen de 3,7 milliards \$ en mai 2007, et celle de FortisAlberta et de FortisBC, au prix de 1,5 milliard \$, en mai 2004. De plus, la croissance a aussi été d'origine interne du fait de l'investissement continu dans l'infrastructure énergétique. Au cours des cinq derniers exercices, les services publics de Fortis ont injecté environ 2,9 milliards \$ dans des projets d'immobilisations afin d'assurer la fiabilité du service à la clientèle et de répondre à la demande croissante d'énergie.



Gauche – Fortis, par l'intermédiaire de ses activités réglementées et non réglementées, possède ou exploite plus de 1 800 MW de production, principalement hydroélectrique.
Droite – Les services publics réglementés de Fortis servent plus de 2 000 000 de clients dans cinq provinces canadiennes et trois pays des Caraïbes.

Rapport aux actionnaires

L'exercice 2008 a été marqué par le plus important programme d'investissements en immobilisations de l'histoire de Fortis. Les dépenses en immobilisations consolidées, avant les apports de la clientèle, se sont établies à 904 millions \$. La plupart de ces dépenses ont été effectuées par les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC et les activités de services publics réglementés et non réglementés dans les Caraïbes. Terasen Gas (Vancouver Island) a démarré la construction d'une installation de stockage de gaz naturel liquéfié d'environ 200 millions \$, laquelle rehaussera la fiabilité des livraisons à la clientèle lorsqu'elle sera mise en service vers la fin de 2011. FortisAlberta a poursuivi son projet d'infrastructure de comptage automatisé, dont les coûts estimatifs sur les quatre années du projet devraient atteindre 124 millions \$, et qui permettra aux consommateurs de mieux surveiller et gérer leur consommation. FortisBC a obtenu l'approbation réglementaire d'entamer, en 2009, le projet de renforcement de la ligne de transport d'Okanagan de 141 millions \$. Ce plus important projet d'immobilisations jamais lancé par ce service public permettra d'apporter les améliorations nécessaires aux réseaux dans la région de l'Okanagan et d'assurer la livraison sécuritaire et fiable d'électricité à la clientèle. Au Belize, la construction de la centrale hydroélectrique Vaca de 19 mégawatts (« MW ») de 53 millions \$ US s'est poursuivie. Au moment de sa mise en service, prévue pour le début de 2010, la quantité d'énergie que Belize Electricity tirera de l'hydroélectricité, la source d'énergie la moins coûteuse disponible, augmentera pour atteindre environ 45 %.

Au premier trimestre de 2008, l'acquisition de Terasen a commencé à porter ses fruits par une contribution au bénéfice par action de Fortis. Les sociétés Terasen Gas ont contribué au bénéfice à hauteur de 118 millions \$ pour un exercice complet en 2008 contre 50 millions \$ pour 7½ mois en 2007. Les résultats de 2008 ont bénéficié de l'incidence favorable d'une réduction d'impôts d'environ 5,5 millions \$ liée au règlement de questions fiscales s'appliquant à des périodes antérieures et d'un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (« RCP ») autorisé plus élevé comparativement à 2007. Les résultats de 2007 tenaient compte d'un gain après impôts de 7 millions \$ sur la vente de terrains excédentaires.

Les services publics d'électricité réglementés au Canada ont contribué 126 millions \$ au bénéfice comparativement à 125 millions \$ en 2007. Le bénéfice a augmenté de 5 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, excluant l'incidence d'un gain non récurrent de 2 millions \$ en 2007 découlant d'un remboursement relatif à une entente d'interconnexion de FortisOntario, et sa remise ultérieure en 2008 par le service public conformément à une ordonnance de l'organisme de réglementation. Les principaux éléments ayant contribué au rendement sont la croissance de la base tarifaire et la hausse des RCP autorisés pour FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power, en partie contrebalancées par la baisse des recouvrements d'impôts sur les bénéfices des sociétés pour FortisAlberta.

Les tarifs imposés à la clientèle pour 2009 ont été approuvés pour les quatre plus importants services publics, qui représentent environ 77 % du total de l'actif de Fortis. Les RCP autorisés de Terasen Gas Inc. et FortisBC pour 2009 ont légèrement reculé, soit respectivement à 8,47 % et 8,87 %. Le RCP autorisé pour 2009 de Newfoundland Power demeure à 8,95 %. FortisAlberta participe présentement à une instance générale sur les coûts en capital avec son organisme de réglementation, et une décision à l'égard du RCP autorisé de ce service public pour 2009 ne devrait être rendue que plus tard au cours de l'exercice. Dans l'intervalle, selon une directive de son organisme de réglementation, les tarifs imposés à la clientèle de FortisAlberta pour 2009 ont été établis selon le RCP de 8,51 % autorisé pour 2007.

Les services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes ont contribué 17 millions \$ au bénéfice comparativement à 31 millions \$ en 2007. Le bénéfice a reculé de 3 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, en excluant l'incidence d'une perte non récurrente de 13 millions \$ en 2008 liée à une ordonnance réglementaire reçue par Belize Electricity, laquelle fait l'objet d'une contestation judiciaire par la société, ainsi que celle d'une perte non récurrente de 2 millions \$ en 2007 relative à la cession d'actifs de turbines à vapeur par Caribbean Utilities. La croissance globale des ventes d'électricité et les deux mois additionnels de



Au cours des cinq derniers exercices, les services publics de Fortis ont consacré environ 2,9 milliards \$ à des projets d'immobilisations pour s'assurer de la fiabilité du service à la clientèle et pour répondre à la demande grandissante d'énergie.

Rapport aux actionnaires

contribution au bénéfice par Caribbean Utilities, du fait du changement de la date de fin d'exercice de cette société, ont été plus que contrebalancés par l'incidence d'une réduction de 3,25 % des tarifs de base d'électricité de Caribbean Utilities, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008; d'une diminution du rendement de l'actif de la base tarifaire (« RAB ») autorisé pour Belize Electricity; et d'une perte de revenus d'environ 2 millions \$ pour Fortis Turks and Caicos à cause de l'ouragan Ike.

Les activités de production non réglementée de Fortis Generation ont contribué au bénéfice à hauteur de 30 millions \$, soit 6 millions \$ de plus qu'en 2007. Le rendement a été stimulé par la hausse de la production hydroélectrique dans la région centrale de Terre-Neuve, au Belize et dans le nord de l'État de New York en raison de précipitations plus abondantes, ainsi que par la hausse des prix moyens de gros de l'électricité dans le nord de l'État de New York et en Ontario.

À compter de mai 2009, Fortis ne tirera plus de bénéfices de la centrale Rankine de 75 MW en Ontario étant donné l'expiration des droits sur l'eau de la rivière Niagara. Toutefois, les bénéfices attendus de la centrale Vaca, jumelés à l'important programme consolidé d'immobilisations prévu pour les deux prochains exercices, devraient plus que contrebalancer la perte de bénéfices due à l'expiration des droits sur l'eau pour la centrale Rankine.

Le bénéfice de Fortis Properties a été de 23 millions \$ contre 24 millions \$ en 2007. En excluant un ajustement fiscal favorable de 2 millions \$ en 2007, l'augmentation de 1 million \$ du bénéfice par rapport à l'exercice précédent tient principalement à une contribution au bénéfice pour un exercice complet de l'hôtel Delta Regina acquis en août 2007.

Fortis continue d'avoir des notations de grande qualité, ce qui facilite l'accès aux marchés des titres de créance. Standard & Poor's a attribué la note A- à Fortis, et DBRS la note BBB (élevé). Les quatre principaux services publics de Fortis bénéficient eux aussi de notations de grande qualité.

En 2008, Fortis et ses filiales ont mobilisé près de 1,2 milliard \$ sur les marchés financiers. En décembre, la Société a conclu une émission d'actions ordinaires d'un capital de 300 millions \$, dont le produit net a été affecté au remboursement de la dette à court terme contractée surtout pour régler la dette de 200 millions \$ de Terasen qui est arrivée à échéance le 1^{er} décembre 2008, et aux fins générales du siège social. Au deuxième trimestre de 2008, Fortis a émis des actions privilégiées pour un produit brut de 230 millions \$; le produit net a principalement été affecté au remboursement des 170 millions \$ empruntés sur la facilité de crédit consentie de la Société en plus de servir à financer les besoins de capitaux propres de certaines filiales. Les services publics réglementés au Canada ont émis des titres de créance à long terme, 30 ans, d'un capital de 660 millions \$ dont les taux vont de 5,80 % à 6,05 %. Le produit sera affecté au financement à long terme des programmes d'immobilisations visant à rehausser la fiabilité des services de gaz et d'électricité et à répondre à la croissance de la clientèle.

En date du 31 décembre 2008, Fortis disposait de facilités de crédit consolidées de 2,2 milliards \$, dont 1,5 milliard \$ étaient inutilisés. Une tranche d'environ 2 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités consenties, dont la plupart viennent à échéance entre 2011 et 2013. Les facilités de crédit sont presque toutes contractées auprès des sept plus importantes banques canadiennes, aucune banque ne détenant plus de 25 % de ces facilités. Les échéances et les remboursements de la dette à long terme de la Société devraient atteindre en moyenne environ 180 millions \$ par an au cours des cinq prochains exercices. Compte tenu de ses importantes facilités de crédit et de sa structure du capital prudente, nous sommes d'avis que Fortis dispose de la flexibilité financière pour réagir au repli économique mondial et à la volatilité des marchés financiers, qui devraient se poursuivre en 2009.



Gauche – Le groupe d'intervention en cas d'urgence de Fortis, composé de plus de 60 employés de toutes les sociétés du groupe Fortis, a aidé Fortis Turks and Caicos dans ses efforts de remise en état à la suite du passage de l'ouragan Ike, ouragan de catégorie 4.



Droite – Geoffrey F. Hyland, président du conseil d'administration, Fortis Inc. (gauche) et Stan Marshall, président-directeur général, Fortis Inc. (droite)

Rapport aux actionnaires

Le succès des employés est à la base du succès de la Société. Nous tenons à remercier chacun de nos quelque 6 200 employés pour son engagement envers la clientèle. Nous tenons aussi à souligner le travail de gouvernance remarquable du conseil d'administration de Fortis et l'excellence de ses conseils. Enfin, nous remercions de tout cœur la D^{re} Linda Inkpen qui prend sa retraite du conseil d'administration en 2009, et lui souhaitons nos meilleurs vœux.

Fortis se concentre sur la réalisation de son programme de dépenses en immobilisations consolidées de 2009, qui devrait totaliser environ 1 milliard \$, pour satisfaire aux attentes des clients et répondre à la demande croissante d'énergie. Au cours des cinq prochains exercices, les dépenses en immobilisations consolidées brutes devraient atteindre environ 4,5 milliards \$, dont la quasi-totalité seront financées à l'échelle des filiales. Ces investissements, qui seront surtout effectués dans l'Ouest canadien, ajouteront de la valeur pour la clientèle et les actionnaires, et renforceront la position de Fortis à titre de propriétaire de premier plan d'infrastructures énergétiques au Canada.

Au nom du conseil d'administration,

Geoffrey F. Hyland
Président du conseil d'administration
Fortis Inc.

H. Stanley Marshall
Président-directeur général
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. En toute occasion, 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 ouvertes nord-américaines de taille comparable.
- ii) Le bénéfice devra continuer de croître à un rythme comparable à celui d'une entreprise nord-américaine de services publics bien gérée.
- iii) Les risques commerciaux et financiers pour l'ensemble des activités de Fortis ne devraient pas dépasser de beaucoup ceux d'une entreprise nord-américaine de services publics de taille comparable.



Gauche – Dirigeants de Terasen (arrière, g-d) : Douglas Stout, vice-président, Marketing et développement des affaires; Dwain Bell, vice-président, Distribution; Robert Samels, vice-président, Services d'entreprise et chef de l'information; Cynthia Des Brisay, vice-présidente, Approvisionnement de transport de gaz; Roger Dall'Antonia, vice-président, Expansion et trésorier; (avant, g-d) : Scott Thomson, vice-président, Affaires réglementaires et chef des finances; Jan Marston, vice-présidente, Ressources humaines et gouvernance; Randall Jespersen, président-directeur général; David Bennett, vice-président, Affaires réglementaires et chef du contentieux.

Droite – En mai 2008, Terasen a mis en chantier une installation de stockage de gaz naturel liquéfié d'une capacité de 1,5 milliard de pieds cubes, au coût d'environ 200 millions \$, à Mount Hayes sur l'île de Vancouver.

Terasen

Activités de gaz réglementées

Terasen Inc. (« Terasen ») est la plus importante société de distribution de gaz naturel de Colombie-Britannique et sert 931 400 clients dans plus de 125 localités, soit 96 % des utilisateurs de gaz naturel de la province. Terasen fournit plus de 20 % du total de l'énergie consommée en Colombie-Britannique, soit plus ou moins la quantité d'électricité consommée dans cette province, ce qui en fait un important contributeur aux ressources d'énergie de la province.

Terasen Gas Inc. (« TGI »), Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. (« TGVI ») et Terasen Gas (Whistler) Inc. (« TGWI »), collectivement les « sociétés Terasen Gas », exercent les activités réglementées de Terasen 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, société qui conçoit, possède et exploite des systèmes d'énergie géothermique, des réseaux de conduites et des systèmes de transfert d'énergie collectifs aux fins d'assurer des sources d'énergie renouvelable.

TGI, plus importante filiale de Terasen, fournit des services de transport et de distribution de gaz naturel et des services de distribution de gaz propane à environ 834 000 clients, 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 qui s'étend 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 95 000 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 sont propriétaires et exploitantes de plus de 46 000 kilomètres de pipelines de distribution et de transport de gaz naturel. En 2008, les volumes de gaz ont dépassé 221 000 térajoules (« TJ ») et atteint une demande de pointe quotidienne de 1 402 TJ.

Terasen a obtenu en 2008 un taux de satisfaction de la clientèle de 79,7 %, un sommet historique. La société a amélioré son taux de satisfaction de la clientèle à chacun de ses cinq derniers exercices.

En 2008, Terasen a investi environ 220 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans des programmes d'immobilisations visant à assurer la sécurité et la fiabilité de l'énergie acheminé aux clients par réseau souterrain.

En mai 2008, Terasen a mis en chantier une installation de stockage de gaz naturel liquéfié d'une capacité de 1,5 milliard de pieds cubes, au coût d'environ 200 millions \$, à Mount Hayes sur l'île de Vancouver. L'installation de stockage permettra une utilisation plus efficace des réseaux de pipelines existants et améliorera la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement en cas d'interruptions de réseau ou pendant les périodes de demande accrue. La mise en service est prévue pour la fin de 2011.

La construction d'un pipeline de gaz naturel de 50 kilomètres reliant Squamish à Whistler s'est poursuivie. Le pipeline, composante clé du plan d'énergie durable de la Resort Municipality of Whistler, devrait être terminé au printemps 2009, après quoi commencera la conversion au gaz naturel du réseau de distribution de propane de la collectivité. Le coût total du pipeline et de la conversion devrait atteindre environ 51 millions \$.

Terminé dans les limites budgétaires et avec presque deux mois d'avance, le projet de remplacement du système à basse pression de Vancouver, au coût de 24 millions \$, a consisté en une mise à niveau de 95 kilomètres de pipelines de distribution de gaz naturel pour la protection parasismique et en l'ajout de 7 100 branchements au service. En plus d'assurer la sécurité et l'intégrité du réseau de distribution de gaz, le projet a rehaussé le service pour les appareils ménagers modernes à haute efficacité énergétique.



Gauche – D'une durée de quatre ans, le projet d'installation de l'infrastructure de comptage automatisé, d'un coût en capital total estimé à 124 millions \$, comprend le remplacement prévu de tous les compteurs traditionnels chez les clients de FortisAlberta d'ici la fin de 2010.

Droite – Dirigeants de FortisAlberta (g-d) : Annette Butt, vice-présidente, Ressources humaines et communications; Cynthia Johnston, vice-présidente, Affaires réglementaires et juridiques; Karl Smith, président-directeur général; Nipa Chakravarti, vice-présidente, Service à la clientèle; Alan Skiffington, vice-président, Services généraux et directeur de l'information; Ian Lorimer, vice-président, Finances et directeur des finances; Phonse Delaney, vice-président, Exploitation et ingénierie.

FortisAlberta

Activités d'électricité réglementées

FortisAlberta est une entreprise de services publics qui distribue de l'électricité produite par d'autres participants du marché à des utilisateurs finaux du sud et du centre de l'Alberta. Son réseau électrique est constitué d'environ 108 000 kilomètres de lignes de distribution et représente plus de 60 % de l'ensemble du réseau de distribution électrique d'Alberta. La société sert quelque 461 000 clients dans 175 localités et a répondu à une demande de pointe de 3 150 MW en 2008.

FortisAlberta a obtenu en 2008 un taux de satisfaction de la clientèle de 81 %, soit une remarquable amélioration par rapport à son taux annuel moyen de 76 % pour les trois derniers exercices.

En 2008, un record de 302 millions \$ de dépenses en immobilisations, avant les apports de la clientèle, ont été faites, en grande partie pour répondre à la croissance de la demande des clients. Plus de 12 000 nouveaux clients ont été branchés au réseau de distribution du service public. La société a travaillé en lien étroit avec le fournisseur des services de transport et l'Alberta Electric System Operator pour augmenter la capacité des sous-stations, améliorer la fiabilité et répondre à la croissance de la demande de charge à Balzac, Tilley, Stavely, Bruderheim et Blackfalds.

Le projet de technologie de comptage automatisé consiste à installer plus de 70 000 compteurs électroniques chez les clients en 2008. La nouvelle technologie, qui remplace la lecture manuelle des compteurs, aidera à réduire les coûts d'exploitation et permettra aux clients de mieux surveiller et gérer leur consommation d'énergie mensuelle. Le projet d'une durée de quatre ans, dont le coût en capital total est estimé à 124 millions \$, comprend le remplacement des compteurs traditionnels par la technologie de comptage automatisé chez tous les clients de FortisAlberta d'ici la fin de 2010.

Environ 50 millions \$ ont été investis dans des projets qui visent à améliorer la fiabilité du réseau, le service à la clientèle et la sécurité. Les projets comprennent, entre autres, le remplacement de plus de 4 000 poteaux endommagés, l'installation d'équipement de distribution automatisé à Airdrie et à St. Albert pour accélérer la remise en service du réseau après une panne de courant, et l'implantation d'une nouvelle technologie d'injection de silicone pour prolonger la durée de service des câbles souterrains.

La construction à Airdrie d'une installation abritant les activités de distribution et de service à la clientèle de 88 000 pieds carrés, a été achevée au coût de 26 millions \$. La nouvelle installation accueille environ 30 % de l'effectif de FortisAlberta auparavant logé dans des bureaux loués à Calgary. La société a remporté le prix Eco-Edge 2008 de la Ville d'Airdrie, décerné pour son leadership en matière d'environnement dans la conception de la nouvelle installation. Entre autres, les idées novatrices respectueuses de l'environnement, figurent un réservoir pouvant recueillir 95 000 litres d'eau de pluie ainsi que les fenêtres et le système d'éclairage éconergétiques.

Après certaines améliorations de productivité, les coûts d'exploitation par client de FortisAlberta ont été de 209 \$, par rapport à 216 \$ en 2007. La société doit ce meilleur rendement à une révision de ses pratiques de travail pour réduire le temps de réalisation de projets et améliorer la capacité de travail. Un nouvel équipement d'installation de conducteurs a amélioré les pratiques de travail sur le terrain, ce qui a eu pour effet d'accroître l'efficacité et de rehausser la qualité du travail. En outre, la société a réalisé des efficacités grâce à sa capacité d'assigner les ressources, à grouper des tâches et à réduire le temps de déplacement des employés.

La société a mis en place un système de gestion de l'environnement conforme à la norme internationale ISO 14001. Le système et les initiatives de formation connexes constituent un nouvel outil pour gérer les problèmes environnementaux et améliorer le rendement.



Gauche – 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; John Walker, président-directeur général; Don Debiegne, vice-président, Approvisionnement d'énergie et planification stratégique; Doyle Sam, vice-président, Ingénierie et exploitation; Michael Mulcahy, vice-président, Service à la clientèle et services généraux.

Droite – En 2008, FortisBC a investi approximativement 117 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans des projets d'immobilisations, pour répondre à la croissance de la demande d'énergie et remplacer l'infrastructure vieillissante.

FortisBC

Activités d'électricité réglementées

FortisBC est une société de services publics d'électricité intégrée en exploitation dans l'intérieur méridional de la Colombie-Britannique qui sert directement ou indirectement plus de 157 000 clients. Ses actifs comprennent à peu près 7 000 kilomètres de lignes de transport et de distribution ainsi que quatre centrales hydroélectriques réglementées sur la rivière Kootenay, d'une capacité combinée de 223 MW. L'admissibilité énergétique annuelle brute des centrales est d'environ 1 591 gigawattheures (« GWh »). FortisBC gère également 904 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 2008, la société a répondu à une demande de pointe record de 746 MW, dépassant l'ancien record de 718 MW atteint en 2006.

FortisBC a atteint un taux de satisfaction de la clientèle de 86 % en 2008, ce qui correspond à son taux obtenu en 2007.

En juillet, une tempête accompagnée de vents violents a balayé le territoire desservi par le service public, causant des pannes de courant chez quelque 25 000 clients. Plus de 150 employés, y compris des techniciens de lignes électriques, du personnel du centre d'appels et du centre de contrôle ainsi que des lecteurs de compteurs ont travaillé à rétablir le service de façon sécuritaire chez la majorité des clients, dans un délai de 24 heures. Le personnel du centre d'appels a répondu à plus de 5 000 appels en un seul jour de tempête, dix fois le nombre habituel d'appels.

FortisBC veille à fournir un service à la clientèle de la meilleure qualité qui soit et à ce que les nouveaux branchements de clients se fassent de façon rapide et économique. En 2008, 454 demandes de nouveaux services résidentiels ont été traitées et 1 664 nouveaux raccordements ont été faits. Des modalités de paiement électronique ont été mises en place, et plus de 6 400 clients ont choisi de recevoir leurs factures par voie électronique.

En 2008, FortisBC a investi environ 117 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans des projets d'immobilisations, pour répondre à la croissance de la demande d'énergie et remplacer l'infrastructure vieillissante. La construction de la sous-station d'Ootischenia, au coût de 6,2 millions \$, a été achevée, créant une source additionnelle d'énergie dans la région de Castlegar à West Kootenays. La nouvelle sous-station dans le domaine skiable de Big White, phase finale du projet Big White de 20,5 millions \$, a été mise en service, et la sous-station Kettle Valley dans la région de Rock Creek, au coût de 27 millions \$, a été électrifiée. La sous-station Black Mountain et la ligne de distribution connexe, au coût de 14,4 millions \$, ont été mises en chantier, et elles desserviront les régions en croissance du nord-est de Kelowna. La première phase du projet de sous-station Ellison, au coût de 17,2 millions \$, a été mise en chantier et consiste à rénover 6 kilomètres de lignes de distribution et de transport.

Environ 11 millions \$ ont été investis par le service public dans son programme de modernisation et de prolongation de la vie de ses centrales hydroélectriques. Le programme, qui comprend la réfection de onze des quinze unités de production hydroélectriques des quatre centrales de la société, devrait être terminé en 2012. Le programme rendra les centrales plus efficaces et sécuritaires, protégera davantage l'environnement et maintiendra la fiabilité de l'ensemble des installations.

En 2008, FortisBC a reçu l'approbation réglementaire pour le projet de renforcement de la ligne de transport d'Okanagan, au coût de 141 millions \$, soit le plus important projet d'immobilisations entrepris par FortisBC. Le projet consiste à mettre à niveau les lignes de transport et les sous-stations existantes du service public et à construire une ligne de transport de 230 kilovolts (« kV ») ainsi qu'une sous-station. Le projet répondra aux améliorations nécessaires au réseau de la région d'Okanagan, offrira aux clients une forme d'énergie sûre et fiable, compte tenu de la croissance continue du nombre de résidences et d'entreprises dans la région. La construction devrait commencer au printemps 2009 et s'achever au milieu de 2011.



Gauche – Newfoundland Power a obtenu un taux de satisfaction de la clientèle de 89 % en 2008.

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

Newfoundland Power

Activités d'électricité réglementées

Newfoundland Power exploite un réseau intégré de production, de transport et de distribution d'électricité à Terre-Neuve. Ses quelque 236 000 clients représentent 85 % des consommateurs d'électricité de la province. Elle est propriétaire et exploitante de 30 petites centrales d'une capacité de production installée d'environ 140 MW, dont une tranche de 97 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 1 181 MW en 2008. Environ 92 % de son approvisionnement énergétique est acheté auprès de Newfoundland and Labrador Hydro Corporation (« Newfoundland Hydro »).

Malgré l'incidence sur les clients de la hausse des prix de l'énergie, Newfoundland Power a obtenu un taux de satisfaction de la clientèle de 89 % en 2008, taux légèrement supérieur à celui atteint l'exercice précédent. Des investissements stratégiques et l'engagement des employés envers le service à la clientèle ont rendu possible la livraison d'électricité aux clients 99,97 % du temps en 2008.

Environ 67 millions \$, avant les apports de la clientèle, ont été investis dans des projets d'immobilisations visant à renforcer le réseau électrique, dont 18,3 millions \$ ont été utilisés pour fournir le service aux nouveaux clients. Travaillant avec Newfoundland Hydro et deux promoteurs indépendants, la société a investi 1,5 million \$ pour brancher 54 MW d'énergie éolienne renouvelable au réseau électrique de l'île. Afin de rehausser davantage la fiabilité du réseau, Newfoundland Power a mis à niveau des lignes de transport, au coût de 3,4 millions \$, dans la péninsule de Bonavista et le littoral sud de la péninsule d'Avalon, et a remis en état plusieurs de ses sous-stations sur l'île au coût total de 2,4 millions \$. L'optimisation du rendement de 43 artères de distribution dans les régions de croissance rapide a été entreprise en vue d'éviter des coupures de courant, et l'utilisation d'ordinateurs de poche s'est répandue pour rationaliser le contrôle de l'entretien.

La société s'est associée à Newfoundland Hydro pour produire des informations, des outils et des programmes qui aident les clients à obtenir un bon rendement énergétique. Ensemble, elles ont créé un programme d'économie d'énergie de cinq ans, devant commencer en 2009, dont l'objectif est d'économiser environ 70 GWh d'énergie par an jusqu'en 2013. Newfoundland Power est devenue membre actif du partenariat d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, coordonnant les initiatives d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique et y participant.

La communication en ligne avec les clients s'est améliorée au cours de l'exercice. La fréquentation du site Web de la société par les clients a grimpé de 20 % par rapport à l'exercice précédent.

Newfoundland Power a terminé sa première année d'instauration du référentiel OHSAS 18001 – santé et sécurité au travail du système de management de la santé et sécurité au travail, reconnu internationalement. Des informations sur la sécurité et des initiatives de formation et de sensibilisation faisaient partie de programmes complets à l'intention des employés, traitant de l'évaluation des dangers, de la gestion des risques et la planification des tâches, de la commutation haute tension et des pratiques de travail sécuritaires autour d'équipement hors tension. La société a lancé un nouveau site Web à l'intention des sous-traitants qui permet à ces derniers d'accéder facilement aux exigences relatives à la formation, aux pratiques ainsi qu'aux directives en matière de sécurité. Des présentations sur la sécurité électrique ont été données à plus de 2 600 enfants dans 53 écoles de la province. Newfoundland Power a donné des formations sur la sécurité à 190 pompiers de l'île, en plus d'une formation à l'intention de militaires canadiens dans le cadre de leur préparation aux travaux de rétablissement du courant en Afghanistan.



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

Droite – Maritime Electric sert quelque 73 000 clients, soit 90 % des consommateurs d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard.

Maritime Electric

Activités d'électricité réglementées

Maritime Electric est le principal service public d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard (« Î.-P.-É. » ou l'« île »). La société sert quelque 73 000 clients, soit 90 % des consommateurs d'électricité de la province. La société est propriétaire et exploitante d'un réseau entièrement intégré qui assure des services de production, de transport et de distribution d'électricité à la grandeur de l'île, grâce à environ 5 300 kilomètres de lignes de transport et de distribution. Maritime Electric exploite sur l'île des installations 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. Le service public a répondu à une demande de pointe de 223 MW en 2008.

Maritime Electric achète environ 87 % de l'énergie nécessaire pour servir sa clientèle auprès de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« 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.

En avril 2008, la remise en état de la centrale Pointe Lepreau a commencé. Les travaux prolongeront de 25 ans la durée de vie de la centrale et rendront plus stable l'approvisionnement énergétique à long terme. La société comble ses autres besoins d'énergie en recourant à la production éolienne sur l'île et à celle de ses propres centrales. En 2008, environ 13 % de la totalité de l'approvisionnement énergétique a été d'origine éolienne.

Le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard exige que 30 % des ventes annuelles d'énergie de Maritime Electric proviennent de parcs éoliens dans l'île d'ici 2013. La société collabore avec le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard et PEI Energy Corporation pour développer une capacité de production éolienne supplémentaire. Le gouvernement de la province devrait publier une demande de propositions à cet égard d'ici le milieu de 2009.

Environ 35 millions \$, avant les apports de la clientèle, ont été investis dans des projets d'immobilisations visant l'amélioration de la fiabilité du réseau et du service à la clientèle. La construction d'une ligne de transport de 138 kV et d'un corridor de transport d'électricité dans l'ouest de l'Î.-P.-É., au coût de 14 millions \$, s'est poursuivie. La ligne de transport de 71 kilomètres livrera au réseau nord-américain de l'énergie de source éolienne en provenance de la capacité commerciale existante et de celle à venir dans l'ouest de l'Î.-P.-É. Le corridor de transport d'électricité, qui sera financé conjointement par le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard et SUEZ Energy North America, facilitera le développement futur des centrales éoliennes.

Malgré l'incidence des prix élevés des combustibles fossiles à l'échelle mondiale sur le coût de l'énergie achetée pour répondre à la demande d'énergie de l'île, Maritime Electric a atteint un taux de satisfaction de la clientèle de 80 % en 2008, comparativement à 73 % à l'exercice précédent. Plusieurs initiatives de service à la clientèle ont été réalisées en 2008, dont une mise à niveau du site Web de la société. Un certain nombre de fonctions du site ont été ajoutées ou améliorées, comme le calculateur d'énergie qui aide les clients à mieux comprendre et gérer leur consommation d'électricité.



Gauche – D'ici le milieu de 2009, FortisOntario prévoit commencer l'installation de compteurs intelligents qui enregistrent les variations des données de consommation selon la période d'utilisation.

Droite – 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.

FortisOntario

Activités d'électricité réglementées

FortisOntario, société de services d'électricité intégrée, est propriétaire et exploitante de Canadian Niagara Power et de Cornwall Electric et sert quelque 52 000 clients en Ontario, principalement à Fort Erie, Port Colborne, Cornwall et Gananoque. Ses actifs réglementés incluent des lignes de distribution et de transport d'environ 1 570 kilomètres dans les régions de Niagara et de Cornwall, y compris une ligne de transport transfrontalière internationale entre l'État de New York et Fort Erie. FortisOntario possède une participation de 10 % dans Westario Power Inc. et Rideau St. Lawrence Holdings Inc., deux sociétés régionales de distribution d'électricité qui, ensemble, comptent plus de 27 000 clients. La société achète son électricité auprès de l'Independent Electricity System Operator de l'Ontario, sauf dans le cas de Cornwall Electric qui s'approvisionne auprès d'Hydro-Québec. FortisOntario a répondu à une demande de pointe de 227 MW en 2008.

En octobre 2008, la société a conclu une entente définitive afin d'acquérir une participation stratégique de 10 % dans les activités de distribution d'électricité de Grimsby Power Inc. qui sert environ 10 000 clients dans le secteur ouest de la région de Niagara. La transaction a été approuvée par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») et est en attente d'approbation par le ministère des Finances de l'Ontario.

La société a obtenu un taux de satisfaction de la clientèle de 84 % en 2008, ce qui est légèrement supérieur à son taux de l'exercice précédent. 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 91 % et 88 %.

FortisOntario a encore surpassé les normes de rendement instaurées par la CEO quant aux délais de réaction, aux branchements au service et aux statistiques de réponse aux appels téléphoniques. En 2009, les normes de la CEO seront augmentées, et la société veillera à se conformer à toutes les exigences de présentation d'information.

Au cours de l'exercice, FortisOntario a lancé deux programmes de conservation de l'électricité et de gestion de la demande. Près de 700 clients ont participé au programme de tirages estival, qui encourageait les clients à réduire de 10 % leur consommation d'électricité en juillet et en août.

La société a investi 11 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans des projets d'immobilisations visant des branchements au service et des projets de réfection pour améliorer la sécurité et la fiabilité de ses réseaux de distribution. À Port Colborne, une nouvelle sous-station, au coût de 1,5 million \$, a été mise en chantier afin de répondre à la croissance de la charge et de remplacer une sous-station arrivant à la fin de sa durée de vie utile.

Le gouvernement de l'Ontario oblige toutes les sociétés de services publics réglementés d'électricité de la province à installer des compteurs intelligents, qui enregistrent les variations des données de consommation selon la période d'utilisation, chez les clients d'ici la fin de 2010. En 2008, FortisOntario s'est choisi un fournisseur de compteurs intelligents, et l'installation de cette nouvelle technologie devrait commencer au milieu de 2009. Environ 27 000 clients où il y a un compteur passeront à la tarification variable basée sur la période d'utilisation d'ici la fin de 2010.



Gauche – Dirigeants de Belize Electricity (g-d) : Juliet Estell, directrice, Services généraux et secrétaire générale; Curtis Eck, vice-président, Service à la clientèle et Exploitation; Lynn Young, président-directeur général; Rene Blanco, vice-président, Finances et administration et directeur des finances; Joseph Sukhmandan, vice-président, Ingénierie et approvisionnement énergétique.

Droite – Belize Electricity a obtenu un taux record de satisfaction de la clientèle de 86 % en 2008.

Belize Electricity

Activités d'électricité réglementées

Belize Electricity est le principal distributeur d'électricité du Belize, en Amérique centrale. Servant quelque 74 000 clients, le service public a répondu à une demande de pointe de 74 MW en 2008 grâce à un approvisionnement énergétique diversifié comprenant l'achat d'électricité auprès de Belize Electric Company Limited (« BECOL »), de la Comisión Federal de Electricidad (« CFE », société d'électricité appartenant au gouvernement mexicain), d'Hydro Maya Limited, et à sa propre production provenant d'unités alimentées au diesel et de turbines à gaz. Tous les principaux centres de charge sont branchés au réseau d'électricité national du pays, lui-même relié au réseau d'électricité national du Mexique, ce qui permet à la société d'optimiser ses sources d'approvisionnement énergétique. Belize Electricity a une capacité de production installée de 34 MW et possède quelque 2 840 kilomètres de lignes de transport et de distribution. Fortis a une participation conférant le contrôle d'environ 70 % dans Belize Electricity.

La capacité de Belize Electricity de répondre aux besoins d'énergie de sa clientèle a été durement entravée par des décisions réglementaires rendues en 2008. Au cours de l'exercice, la société a dû reporter plusieurs initiatives d'expansion du réseau par suite du plafonnement à 12,5 millions \$ US de ses dépenses en immobilisations par la Public Utilities Commission du Belize.

Bien que l'organisme de réglementation ait donné le feu vert, au cours des derniers mois de l'exercice, pour l'achèvement de projets d'électrification de régions rurales et la construction d'installations d'interconnexion pour l'accueil de nouvelles sources d'énergie, certaines contraintes liées aux flux de trésorerie ont continué de miner la capacité de Belize Electricity de réaliser ces projets et d'autres projets d'immobilisations essentiels. La société a décalé divers travaux compte tenu de la suspension des projets d'immobilisations, y compris la construction des sous-stations auxquelles on devrait brancher des producteurs d'énergie indépendants et dont l'achèvement est maintenant prévu pour le deuxième trimestre de 2009.

La société a investi environ 22 millions \$, avant les apports de la clientèle, dans des programmes de dépenses en immobilisations en 2008. Les projets achevés au cours de l'exercice comprennent le branchement au réseau national de plusieurs localités rurales dans les districts de Belize et de Cayo ainsi que la construction d'une artère d'appoint servant la populaire destination touristique de Placencia dans le sud du Belize. Cette nouvelle artère répond à la croissance de la charge à Placencia, fournit une ligne de transport d'appoint pour la zone de service et rehausse le service par la diminution du nombre de pannes de courant. Une sous-station mobile, au coût de 2 millions \$ US, a également été mise en place afin de maintenir le service pendant les réparations et la maintenance des sous-stations.

La société a conclu un contrat d'achat d'électricité (« CAÉ ») modifié avec la CFE au cours de l'exercice. Aux termes de ce contrat modifié, Belize Electricity a l'option d'acheter jusqu'à 50 MW d'énergie selon un tarif ferme et l'option d'acheter ces 50 MW d'énergie à un tarif économique s'il est offert sur le marché et s'il est moins cher. Le service public a également conclu un CAÉ avec Belize Aquaculture Limited relativement à la fourniture d'environ 15 MW d'électricité produite par une centrale au mazout lourd dans le sud du Belize. Le branchement de la centrale au réseau électrique du service public, prévu pour le deuxième trimestre de 2009, permettra à la centrale de fournir une alimentation auxiliaire qui améliore la fiabilité du réseau. De plus, ce branchement diminuera le recours aux génératrices au diesel de Belize Electricity plus coûteuses.

Malgré les contraintes opérationnelles importantes liées aux décisions réglementaires rendues, la société a obtenu un taux record de satisfaction de la clientèle de 86 % en 2008. Plusieurs initiatives d'amélioration visaient un rehaussement du service. Des régions de service ont été délimitées et une équipe de gestion de l'ordre des commandes a été formée afin que les clients soient servis promptement. En outre, plusieurs véhicules d'entretien neufs ont été achetés et déployés aux divers centres de charge selon les besoins.



Gauche – Le réseau électrique de Caribbean Utilities a une capacité de production installée d'environ 137 MW, et la société a répondu à une demande de pointe record d'environ 94 MW en 2008.

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

Caribbean Utilities

Activités d'électricité réglementées

Caribbean Utilities produit, transporte et distribue de l'électricité à plus de 24 000 clients de l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans. La société possède et exploite environ 555 kilomètres de lignes de transport et de distribution, ainsi que 24 kilomètres de câbles sous-marins à haute tension. Son réseau électrique a une capacité de production installée d'environ 137 MW, et la société a répondu à une demande de pointe record d'environ 94 MW en 2008.

Les actions ordinaires de catégorie A de Caribbean Utilities sont inscrites en monnaie américaine à la Bourse de Toronto sous le symbole CUP.U. Fortis détient une participation conférant le contrôle d'environ 57 % dans la société.

Caribbean Utilities est l'un des services publics les plus fiables et efficaces de la région des Caraïbes. La société a obtenu un taux de satisfaction de la clientèle de 90 % en 2008, comparativement à 84 % en 2007. Pour la période de six mois terminée le 31 octobre 2008, elle a obtenu un indice d'accessibilité au service moyen de 99,9 %, la clientèle ayant subi des pannes totales moyennes de moins d'une heure pendant cette période.

En août 2008, la société a réalisé un placement de droits de souscription à des actions ordinaires de catégorie A (le « placement ») et a conclu l'engagement de souscription connexe. Le placement a permis à Caribbean Utilities de mobiliser 28,2 millions \$ US, dont le produit sert à financer les programmes d'immobilisations en cours qui sont nécessaires pour répondre à la demande d'énergie et pour maintenir la fiabilité des infrastructures de production, de transport et de distribution existantes.

Les investissements ont totalisé environ 44 millions \$ en 2008. Un projet important a consisté à poursuivre les travaux pour achever la ligne de distribution de 69 kV allant de Rum Point à Old Man Bay. Grâce à une alliance stratégique, Caribbean Utilities a commandé à MAN Diesel SE la fabrication, l'installation et la mise en service de 16 MW de capacité supplémentaire d'ici septembre 2009, ce qui portera à un total d'environ 66 MW la capacité de production installée fournie de MAN Diesel SE.

La société poursuit son programme d'économie d'énergie *Energy Smart* qui offre de dresser gratuitement le bilan énergétique de clients sur une période de six ans. En outre, Caribbean Utilities a participé à l'exposition commerciale de la Chambre de commerce, événement de trois jours qui met en vedette des entreprises locales et qui a, cette année, attiré plus de 3 000 visiteurs.

La société maintient son engagement envers l'environnement par son système de gestion environnementale certifié ISO 14001:2004 portant sur ses activités de production. Caribbean Utilities continue de maintenir sa certification *Investors in People*, obtenue en 2006, grâce à ses initiatives de perfectionnement des employés. La société a créé une bourse d'études pour le programme de maîtrise en développement de ressources renouvelables de l'université Heriot-Watt en Écosse.

Dans le cadre de son initiative visant à améliorer les compétences spécialisées pour répondre à la demande énergétique future, Caribbean Utilities se concentre sur le programme d'apprentissage de métiers comme l'opération, la mécanique et l'électricité. La société a mis en place un programme de perfectionnement en gestion, accessible à tout de personnel de supervision et accrédité par l'Institute of Leadership and Management, l'une des principales organisations de formation de superviseurs du Royaume-Uni.

Caribbean Utilities a lancé un programme d'éducation sur la sécurité en électricité pour les écoles de l'île Grand Caïman. Le programme utilise un modèle de ville pour expliquer les risques électriques liés aux réseaux de transport et de distribution et à l'utilisation de l'électricité dans les résidences.



Gauche – Dirigeants de Fortis Turks and Caicos (g-d) : Ruth Gardiner Forbes, vice-présidente, Finances et directrice des finances; Ernest Jackson, vice-président, Production et ingénierie; Eddinton Powell, président-directeur général; Brian Walsh, vice-président, Exploitation; Allan Robinson, vice-président, Service à la clientèle et services généraux.



Droite – Fortis Turks and Caicos sert plus de 9 000 clients, soit 85 % des consommateurs d'électricité des îles Turks et Caicos.

Fortis Turks and Caicos

Activités d'électricité réglementées

Fortis Turks and Caicos sert plus de 9 000 clients, soit 85 % des consommateurs d'électricité des îles Turks et Caicos. La société est propriétaire et exploitante d'un réseau entièrement intégré de production, de transport 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. Fortis Turks and Caicos est aussi propriétaire et exploitante d'une centrale indépendante et d'un réseau de transport et 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. En mai, la société a commencé à fournir de l'électricité à Dellis Cay. Ses actifs réglementés comprennent 335 kilomètres de lignes de transport et de distribution. Elle a une capacité de production combinée alimentée au diesel de 48 MW, et a répondu à une demande combinée de pointe de 29 MW en 2008.

Bien que la hausse des prix de l'énergie et les intempéries aient nui à la société, celle-ci a obtenu un taux de satisfaction de la clientèle de 75 % en 2008.

Au début de septembre 2008, les îles Turks et Caicos ont été balayées par la tempête tropicale Hanna, puis par Ike, ouragan de catégorie 4, qui ont causé de lourds dommages au réseau de transport et de distribution de la société sur South Caicos et des dommages plus légers sur North Caicos et Middle Caicos. L'île Providenciales, principal territoire desservi par la société et où habitent 80 % de ses clients, n'a pas été directement touchée. Les installations de production ont subi peu de dommages au passage de l'ouragan. Le réseau des mesures d'urgence de Fortis, formé d'une soixantaine d'employés du groupe Fortis, a aidé Fortis Turks and Caicos à rétablir le service. À la fin d'octobre, le courant était rétabli chez tous les clients rebranchés.

En 2008, des dépenses en immobilisations d'environ 44 millions \$, avant les apports de la clientèle, ont principalement été faites pour les infrastructures de production, de transport et de distribution, les plateformes et systèmes informatiques, ainsi que pour les achats de terrains, tous nécessaires pour répondre à la demande d'énergie et améliorer le service à la clientèle.

Le projet d'expansion de la capacité de production de 2008/09 avance comme prévu et augmentera la capacité de production de la société d'environ 7 MW grâce à la mise en service de deux groupes électrogènes Caterpillar, série 3612, au début de 2009. Parmi les projets d'immobilisations entrepris pour améliorer la fiabilité du transport et de la distribution figurent l'achèvement d'artères souterraines pour le complexe Beaches Resort, le plus grand hôtel de l'île, et l'usine d'épuration des eaux de Provo; l'installation d'un deuxième transformateur de puissance à la sous-station de Grace Bay; et l'achèvement d'une boucle de transmission à la sous-station de Grace Bay. Par suite de ces initiatives, Fortis Turks and Caicos a vu une diminution marquée des pannes aux artères en 2008.

Les nouveaux branchements au service comprennent certains clients importants dont les centres de villégiature Seven Stars Resort, Niki Beach Resort et Beach Club Resort.

La société a continué de donner suite aux recommandations de son étude d'évaluation des incidences environnementales. Un agent de l'environnement nouvellement désigné a suivi la formation en matière d'environnement donnée par le personnel du groupe Fortis. Fortis Turks and Caicos prévoit mettre en place en 2009 un système de gestion de l'environnement qui sera conforme à la norme internationale ISO 14001 d'ici 2012.



Gauche – La construction, au coût de 53 millions \$ US, de la centrale hydroélectrique Vaca sur la rivière Macal au Belize, d'une capacité de 19 MW, devrait être achevée au début de 2010.

Droite – Fortis Generation a une capacité combinée de production de 195 MW, desquels 190 MW sont d'origine hydroélectrique.

Fortis Generation

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, dont la capacité combinée de production est de 195 MW desquels 190 MW sont d'origine hydroélectrique.

Au Belize, BECOL est propriétaire et exploitante des centrales hydroélectriques 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'électricité a atteint un record de 192 GWh en 2008 en raison des pluies plus abondantes que la moyenne. Le bureau météorologique du Belize a confirmé que l'équipement de régularisation des crues de la centrale Chalillo a considérablement réduit l'incidence des inondations causées par les fortes pluies de novembre sur les localités situées en aval. La construction de la centrale hydroélectrique Vaca d'une capacité de 19 MW, au coût de 53 millions \$ US, s'est poursuivie et devrait être achevée au début de 2010. Vaca, centrale au fil de l'eau située à environ 5 kilomètres en aval de Mollejon, est la dernière de trois étapes du projet d'harnachement de la rivière Macal. BECOL vend toute sa production à Belize Electricity en vertu d'un CAÉ de 50 ans. Belize Electricity achète de l'électricité produite par la centrale Vaca en vertu d'un CAÉ de 50 ans avec BECOL. Dès sa mise en service, la centrale Vaca devrait accroître la production annuelle moyenne d'énergie de la rivière Macal d'environ 80 GWh, la portant à 240 GWh.

En Ontario, les activités non réglementées comprennent un droit d'usage de l'eau d'une puissance de 75 MW lié à la centrale hydroélectrique Rankine à Niagara Falls, qui expirera en avril 2009; une centrale de cogénération de 5 MW alimentée au gaz à Cornwall; et six petites centrales hydroélectriques dans l'est de l'Ontario d'une capacité combinée de 8 MW. À l'exception de la centrale de cogénération à Cornwall, l'électricité produite par ces centrales est vendue en Ontario aux prix du marché.

Dans la région centrale de Terre-Neuve, Fortis Generation possède 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 a commencé ses activités en 2003 après un ajout de capacité aux deux centrales hydroélectriques d'Abitibi-Consolidated au centre de Terre-Neuve. La société Exploits a atteint une production annuelle de 177 GWh en 2008. En décembre 2008, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a fait passer une loi d'expropriation de la plupart des actifs d'Abitibi-Consolidated à Terre-Neuve, y compris les actifs de production d'électricité, dont certains comprennent les immobilisations de la société Exploits. Le gouvernement de la province a annoncé publiquement qu'il n'a pas l'intention de nuire aux affaires des prêteurs ou des partenaires indépendants d'Abitibi-Consolidated dans la province.

En Colombie-Britannique, les actifs de production non réglementée comprennent 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 comprennent quatre centrales hydroélectriques à Moose River, à Philadelphie, à Dolgeville et à Diana. Les centrales ont une capacité combinée d'environ 23 MW. La production d'énergie annuelle moyenne de 85 GWh de ces centrales modernes est vendue en gros en vertu d'une série de contrats renouvelables.



Gauche – Dirigeants de Fortis Properties (g-d) : Terry Chaffey, vice-président, Immobilier; Nora Duke, présidente-directrice générale; Jamie Roberts, vice-président Finances et directeur des finances.

Droite – En novembre 2008, Fortis Properties a acquis l'hôtel Newfoundland. L'hôtel coté quatre étoiles et demie, situé dans le cœur historique de St. John's, comprend 301 chambres et quelque 16 000 pieds carrés de salles de réunion de qualité supérieure, dont 17 salles servent aux conférences et aux événements spéciaux.

Fortis Properties

Activités non réglementées

Fortis Properties possède et exploite 20 hôtels comptant plus de 3 800 chambres, dans huit provinces canadiennes, et environ 2,8 millions de pieds carrés d'espace de bureaux d'affaires et de commerce de détail situés 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.

La division hôtelière a poursuivi sa forte croissance grâce aux améliorations apportées aux propriétés ainsi qu'à l'agrandissement et à l'acquisition de propriétés. Le revenu par chambre disponible a augmenté pour la 13^e année de suite, atteignant 80,39 \$, principalement en raison de la hausse du tarif quotidien moyen des chambres. En novembre 2008, Fortis Properties a acquis l'hôtel Newfoundland pour environ 22 millions \$. L'hôtel coté quatre étoiles et demie, situé dans le cœur historique de St. John's, comprend 301 chambres et quelque 16 000 pieds carrés de salles de réunion de qualité supérieure, dont 17 salles servent aux conférences et aux événements spéciaux. Afin de combler les attentes de service de qualité supérieure des clients, cet hôtel de prestige a été rebaptisé Sheraton Hotel Newfoundland au début de 2009. Au cours des trois prochaines années, environ 9 millions \$ seront investis pour la modernisation de l'hôtel.

En 2008, des travaux visant l'ajout de 70 chambres à l'hôtel Holiday Inn Express Kelowna, au coût de 14 millions \$, ont commencé. Ceux-ci comprennent un étage qui sera réservé à l'administration, des suites pour les familles et les activités d'affaires, des salles de réunion, des installations de conditionnement physique améliorées et deux glissoires d'eau intérieures. Des travaux d'agrandissement du centre des congrès Four Points by Sheraton à Halifax, en Nouvelle-Écosse, au coût de 0,7 million \$, ont été achevés au cours de l'exercice. Le projet s'est approprié de l'espace du Maritime Centre afin que l'hôtel puisse attirer des groupes et des congrès plus importants, en plus d'offrir un service amélioré aux locataires. L'agrandissement englobe 12 000 pieds carrés d'espace pour les congrès, des services de technologie audiovisuelle sur place et une cour extérieure pouvant être convertie en salles de réunion.

Le rendement stable de la division immobilière est attribuable aux baux à long terme conclus avec des locataires de qualité et aux relations solides établies avec les locataires. Le taux d'occupation à la fin de l'exercice était de 96,8 %, surpassant le taux national qui est de 93,3 %. Le taux d'inoccupation des propriétés de la société est proche de zéro dans certains centres-villes, y compris à St. John's et Halifax. Les améliorations apportées aux actifs immobiliers comprennent un investissement de 1,4 million \$ pour le Brunswick Square afin de remplacer de l'équipement électrique et de rénover les accès.

Environ 0,7 million \$ ont été investis dans des solutions technologiques visant à améliorer la productivité et rehausser le service. Un nouveau système de gestion financière a été installé et un projet est en cours pour la mise en place progressive d'un nouveau système de paie électronique.

La division hôtelière a encore été honorée pour la qualité de son service à la clientèle. Le Delta St. John's Hotel and Conference Centre a reçu le prix *Hospitality Newfoundland and Labrador's Accommodation of the Year* pour l'excellence de son service à la clientèle, son engagement envers l'industrie touristique et sa participation à la collectivité. Pour la 11^e année de suite, le Holiday Inn Peterborough-Waterfront a remporté le *Readers' Choice Award for Best Hotel in Peterborough*, décerné par le journal régional *The Peterborough Examiner*.

Des efforts importants continuent d'être déployés pour assurer la conformité aux règlements en matière de santé et sécurité et pour accroître la sensibilisation aux pratiques en matière de santé et de sécurité. Des vérifications de sécurité ont été effectuées à toutes les propriétés en 2008.

Le développement du leadership demeure une priorité pour Fortis Properties et à ce chapitre, elle continue d'encourager la croissance des employés dont le potentiel est élevé par du mentorat, des cours de perfectionnement professionnel, des projets spéciaux, des affectations temporaires, des mutations latérales et des promotions.



En 2008, près de 3 millions \$ de dons, en argent ou en nature, ont été distribués à un grand nombre de causes communautaires louables.

Notre collectivité

Fortis continue à participer aux collectivités où nos employés travaillent et vivent. En 2008, près de 3 millions \$ de dons, en argent ou en nature, ont été distribués à un grand nombre de causes communautaires louables. Des centaines d'employés du groupe Fortis ont collaboré à ces causes.

Terasen a parrainé la rencontre *Environmental Mind Grind* de 2008, organisée par le programme *Environmental Educators of the Central Okanagan Heroes*. L'événement a réuni 95 équipes scolaires, formées de 450 étudiants de toute la Colombie-Britannique, qui ont démontré leurs connaissances sur la préservation de l'environnement en compétitionnant dans un jeu-questionnaire.

Les employés de FortisAlberta à Calgary, Red Deer et Edmonton ont recueilli 25 000 \$ dans le cadre de la *Course à la vie CIBC* 2008. Les participants ont atteint un nombre record et amassé le double du montant de 2007.

Les employés de FortisBC se sont donné la main pour verser 6 000 \$ à la campagne *Hour Kids*, collecte de fonds destinés à la rénovation des unités de maternité et de pédiatrie de l'hôpital régional Kootenay Boundary.

Les employés de Newfoundland Power ont été honorés lors de la neuvième cérémonie annuelle *Honneur à nos bienfaiteurs* organisée par la Société canadienne du sang. Depuis que les employés se sont joints au programme *Partenaires pour la vie* en 2004, ils ont fait plus de 1 400 dons de sang.

Maritime Electric a offert son matériel de présentation sur la sécurité électrique pour le programme de sciences et de mathématiques de sixième année du réseau scolaire de l'Île-du-Prince-Édouard.

FortisOntario a donné 5 000 \$ au *Reach Out Centre* de l'organisme *Port Cares* à Port Colborne. Le centre d'aide offre des services de jour et sert autour de 12 000 repas au grand public chaque année.

Belize Electricity a remis pour une durée de trois ans une bourse estimée à 36 000 \$ BZ par année à un étudiant bélizien pour lui permettre d'obtenir un diplôme en techniques d'ingénierie du Collège de l'Atlantique Nord de Terre-Neuve.

Caribbean Utilities a renforcé son partenariat avec le *Central Caribbean Marine Institute*, organisme sans but lucratif international qui déploie son programme de sensibilisation au récif corallien dans les écoles de Grand Caïman à l'intérieur de son programme de familiarisation avec les océans.

Fortis Turks and Caicos s'est jointe à la campagne visant à faire renaître le sport du cricket dans les îles en faisant un don de 4 000 \$ et en devenant le parrain attitré de la division masculine de la *Provo Cricket Association*.

Fortis Properties est le parrain attitré du tournoi de golf annuel de l'organisme *Business Community Anti-Poverty Initiative* du Nouveau-Brunswick. Au cours des dernières années, la société a aidé à amasser plus de 240 000 \$ pour soutenir le *Resource Centre for Youth* à Saint John.



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

Daté du 11 mars 2009

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. (« Fortis » ou « la Société ») pour l'exercice 2008. 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.

Fortis inclut dans le rapport de gestion des énoncés prospectifs au sens prévu 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 », « s'attendre à », « avoir l'intention de », « croire », « estimer », « prévoir » et autres expressions semblables et des verbes au futur et au conditionnel 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 énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion comprennent, sans s'y limiter, des énoncés portant sur : le calendrier prévu des décisions réglementaires; le taux de croissance des ventes d'électricité prévu pour les services publics réglementés de la Société dans les Caraïbes en 2009; les

dépenses en immobilisations brutes consolidées prévues pour 2009 et globalement au cours des cinq prochains exercices, ainsi que les projets d'immobilisations importants prévus pour 2009, leurs coûts prévus et leur délai de réalisation; les incidences prévues sur Fortis du repli de l'économie mondiale; l'augmentation prévue des activités à Terasen Energy Services; l'absence prévue d'une baisse importante des flux de trésorerie d'exploitation des filiales en 2009; la capacité prévue des filiales d'obtenir les fonds nécessaires au financement de leurs programmes de dépenses en immobilisations de 2009; la capacité prévue de la Société et de ses filiales de continuer d'avoir un accès raisonnable à du capital à long terme en 2009; les échéances et les remboursements prévus de la dette à long terme en 2009 et en moyenne, annuellement, au cours des cinq prochains exercices; l'absence prévue d'une augmentation importante des intérêts débiteurs ou des frais associés aux facilités de crédit renouvelées et prorogées en 2009; l'absence prévue d'un déclasserement important à court terme des notes de solvabilité; l'incidence prévue d'une variation du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien sur le résultat de base par action ordinaire en 2009; l'incidence estimée qu'une baisse des produits à la division hôtelière de Fortis Properties aurait sur le résultat de base par action ordinaire; la présomption que les contreparties aux contrats dérivés sur gaz naturel des sociétés Terasen Gas continueront de respecter leurs obligations; et l'absence prévue d'une augmentation importante de la charge au titre des régimes de retraite à prestations déterminées en 2009. Les prévisions et projections qui sous-tendent les énoncés prospectifs sont fondées sur des hypothèses qui comprennent, sans s'y limiter : 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 à un bouleversement de l'environnement dû à des conditions climatiques difficiles; d'autres phénomènes naturels ou des événements majeurs; la capacité continue de la Société à entretenir ses réseaux de gaz et d'électricité afin d'assurer leur rendement continu; l'absence de baisse marquée des dépenses en immobilisations en 2009; l'absence de repli important et prolongé de la conjoncture économique; des liquidités et des sources de financement suffisantes; le maintien de mécanismes réglementaires approuvés permettant de transférer les coûts du gaz naturel et de l'approvisionnement énergétique dans les tarifs imposés à la clientèle; la capacité continue de couvrir l'exposition à la variation des taux d'intérêt, des taux de change et des prix du gaz naturel; l'absence de volatilité importante des taux d'intérêt; l'absence de défauts importants de la part de contreparties; la concurrence continue des prix du gaz naturel par rapport à ceux de l'électricité et d'autres sources d'énergie alternatives; la disponibilité continue de l'approvisionnement en gaz naturel; la capacité continue de capitaliser les régimes de retraite à prestations déterminées; l'absence de modifications importantes des plans énergétiques gouvernementaux et des lois environnementales qui pourraient avoir une incidence importante sur l'exploitation et les flux de trésorerie de la Société et de ses filiales; le maintien de couvertures d'assurance adéquates; la capacité à obtenir et maintenir des licences et permis; la conservation des territoires de service existants; aucune baisse marquée des prix de l'énergie sur le marché; des relations favorables avec les Premières nations; des relations de travail favorables; et des ressources humaines suffisantes pour offrir des services et mettre en œuvre le programme d'immobilisations. Les énoncés prospectifs sont assujettis à des risques, incertitudes et autres facteurs pouvant altérer considérablement les résultats réels par rapport aux résultats historiques ou aux résultats prévus selon les énoncés prospectifs. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats ou événements s'écartent des prévisions actuelles comprennent, sans s'y restreindre : le risque lié à la réglementation; les risques liés à l'exploitation et à l'entretien; la conjoncture économique; le risque lié aux sources de financement et à la situation de trésorerie; les conditions météorologiques et le caractère saisonnier; la dissolution définitive de la société Exploits River Hydro qui diffère de ce qui est actuellement prévu par la direction; le risque lié au prix des marchandises; les instruments financiers dérivés et les couvertures; le risque de taux d'intérêt; le risque de contreparties; le caractère concurrentiel du gaz naturel; l'approvisionnement en gaz naturel; les besoins de rendement et de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées; les risques liés au développement de la franchise

Terasen Gas (Vancouver Island) Inc.; le plan énergétique du gouvernement de la Colombie-Britannique; les risques environnementaux; le risque lié aux assurances; l'issue imprévue des poursuites judiciaires actuellement intentées contre la Société; les licences et les permis; la perte d'un territoire de service; les prix de l'énergie sur le marché; le basculement aux normes internationales d'information financière; les modifications aux lois fiscales; les terres des Premières nations; les relations de travail et les ressources humaines. Pour des renseignements additionnels à l'égard de ces facteurs de risque, se reporter aux documents d'information continue de la Société déposés de temps à autre auprès des organismes de réglementation canadiens en valeurs mobilières, y compris les facteurs décrits à la rubrique « Gestion du risque d'affaires » du rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

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 des présentes.

Aperçu de l'entreprise et stratégie

Fortis, la plus importante société de services publics de distribution du Canada détenue par des investisseurs, sert plus de deux millions de consommateurs de gaz et d'électricité. Les sociétés réglementées qu'elle détient comprennent des services publics d'électricité dans cinq provinces canadiennes et trois pays des Caraïbes, et un service public de gaz naturel en Colombie-Britannique. Elle possède par ailleurs des actifs de production non réglementée, surtout des installations hydroélectriques, un peu partout au Canada, ainsi qu'au Belize et dans le nord de l'État de New York, de même que des hôtels et des immeubles commerciaux au Canada. En 2008, les réseaux de distribution d'électricité de la Société ont répondu à une demande de pointe de plus de 5 700 mégawatts (« MW ») d'électricité, et ses réseaux de distribution de gaz ont répondu à une demande de pointe quotidienne de 1 402 térajoules (« TJ »).

Fortis vise à être le leader mondial dans les secteurs des services publics réglementés dans lesquels elle exerce ses activités et à être 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, Fortis aspire à la croissance rentable au moyen d'acquisitions.

Les services publics réglementés de la Société ont pour objectifs principaux l'exploitation de réseaux de distribution de gaz et d'électricité solides, la livraison sécuritaire et fiable de gaz et d'électricité à la clientèle à des tarifs raisonnables, et la conduite des affaires de façon responsable sur le plan environnemental. Les activités de services publics, le principal secteur d'activité 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 d'exploitation 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 dans la production non réglementée d'une part, et dans des immeubles commerciaux et des hôtels d'autre part, deux secteurs d'activité qui sont traités distinctement. 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, tirer profit de l'expertise dans tous les territoires et 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.

Les secteurs isolables de la Société permettent à la haute direction d'estimer le rendement de chaque secteur et d'évaluer son apport aux objectifs à long terme de la Société. Chaque secteur isolable fonctionne de manière autonome et est responsable de ses profits et de ses pertes, ainsi que de l'affectation de ses propres ressources.

Les activités de chaque secteur isolable de la Société sont décrites ci-après :

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 sont 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 834 000 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 qui s'étend 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 95 000 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 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 quelque 461 000 clients.
- b. *FortisBC* : Comprend FortisBC Inc., société de services publics d'électricité intégrée en exploitation dans l'intérieur méridional de la Colombie-Britannique, servant plus de 157 000 clients. FortisBC Inc. possède quatre centrales hydroélectriques, lesquelles ont une capacité combinée de 223 MW. La part attribuable à FortisBC du secteur isolable des services publics réglementés d'électricité au Canada englobe également les 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 269 MW Brilliant, propriété conjointe de Columbia Power Corporation et de 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.
- c. *Newfoundland Power* : Newfoundland Power est le principal distributeur d'électricité à Terre-Neuve, servant environ 236 000 clients. Newfoundland Power possède une puissance installée d'environ 140 MW, dont 97 MW d'origine hydroélectrique.
- d. *Autres services publics au Canada* : Comprennent Maritime Electric et FortisOntario. Maritime Electric est le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard, servant environ 73 000 clients. Maritime Electric possède aussi dans l'île des centrales d'une capacité combinée de 150 MW. FortisOntario fournit un service public d'électricité intégré à environ 52 000 clients de Fort Erie, de Cornwall, de Gananoque et de Port Colborne, en Ontario. FortisOntario exploite principalement la Compagnie canadienne d'énergie Niagara Inc. (« Compagnie canadienne d'énergie Niagara ») et 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 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.

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 74 000 clients. La société possède une puissance installée de 34 MW. Fortis détient une participation conférant le contrôle d'environ 70 % 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 24 000 clients. La société possède une capacité de production installée d'environ 137 MW. Fortis détient une participation conférant le contrôle d'environ 57 % dans Caribbean Utilities. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (TSX : CUP.U). L'exercice de Caribbean Utilities se terminait le 30 avril. Par conséquent, jusqu'au troisième trimestre de 2008 inclusivement, les états financiers de Caribbean Utilities étaient intégrés dans les états financiers consolidés de Fortis avec un décalage de deux mois. Caribbean Utilities a changé sa date de fin d'exercice pour l'établir au 31 décembre, de telle sorte qu'en 2008 la Société a consolidé quatorze mois de résultats financiers de Caribbean Utilities. Cette modification de la date de fin d'exercice de Caribbean Utilities éliminera le décalage de deux mois dans la consolidation des résultats financiers de Caribbean Utilities.

- c. *Fortis Turks and Caicos* : Comprend P.P.C. Limited et Atlantic Equipment & Power (Turks and Caicos) Ltd. Fortis Turks and Caicos est la principale société de distribution d'électricité des Îles Turks et Caicos, servant plus de 9 000 clients. La société possède une capacité de production au diesel combinée de 48 MW.

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 de production hydroélectriques Mollejon, d'une puissance de 25 MW, et Chalillo, d'une puissance de 7 MW, situées au Belize. La totalité de la production de ces installations est vendue à Belize Electricity en vertu d'un contrat d'achat d'électricité de 50 ans échéant en 2055. Les centrales hydroélectriques au Belize sont exploitées par 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, qui vient à échéance le 30 avril 2009, 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 qui possèdent une capacité combinée de 8 MW.
- c. *Région centrale de Terre-Neuve* : Par l'intermédiaire d'Exploits River Hydro Partnership (« société Exploits »), partenariat entre 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. 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 Newfoundland and Labrador Hydro Corporation (« Newfoundland Hydro ») en vertu d'un contrat d'achat d'électricité de 30 ans venant à échéance en 2033. Pour plus de renseignements sur la société Exploits et sur les changements imminents s'y rapportant, consulter les rubriques « Situation de trésorerie et sources de financement – Besoins de flux de trésorerie » et « Estimations comptables critiques – Éventualités » du présent rapport de gestion.
- 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.
- 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 licence de la US Federal Energy Regulatory Commission. Les activités hydroélectriques 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 20 hôtels comptant plus de 3 800 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 précisément liés à un secteur isolable. Ce secteur comprend des frais financiers, notamment les intérêts sur la dette engagée directement par Fortis et par Terasen Inc., et les dividendes sur les actions privilégiées classées comme passifs à long terme; les dividendes sur les actions privilégiées classées comme capitaux propres; d'autres dépenses du siège social, incluant les coûts d'exploitation généraux relatifs à Fortis et à Terasen Inc., 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 point de chute du service à la clientèle, de lecture des compteurs, de facturation, d'évaluation du 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. Bien qu'ils ne soient actuellement pas importants, les résultats de Terasen Energy Services Inc. (« TES ») sont aussi présentés dans le secteur Siège social et autres. TES est une filiale en propriété exclusive non réglementée de Terasen qui propose des solutions d'énergies alternatives.

Faits saillants financiers

Pour les exercices terminés les 31 décembre	2008	2007	Variation (%)
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires (en millions \$)	245	193	26,9
Résultat de base par action ordinaire (\$)	1,56	1,40	11,4
Résultat dilué par action ordinaire (\$)	1,52	1,32	15,2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	157,4	137,6	14,4
Produits (en millions \$)	3 903	2 718	43,6
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	1,00	0,82	22,0
Rendement des capitaux propres moyens attribuables aux actionnaires ordinaires (%)	8,7	10,0	(13,0)
Total de l'actif (en millions \$)	11 178	10 273	8,8
Flux de trésorerie d'exploitation (en millions \$)	663	373	77,7

Acquisitions : En novembre 2008, Fortis Properties a fait l'acquisition de l'hôtel Fairmont Newfoundland pour environ 22 millions \$, augmentant de 301 chambres la capacité d'accueil de ses installations hôtelières et de 16 000 pieds carrés l'espace destiné à la tenue de congrès.

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. 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 d'environ 44,3 millions de reçus de souscription pour un produit brut d'environ 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. Fortis a financé provisoirement le solde du prix d'acquisition net au comptant en empruntant 125 millions \$ sur sa propre facilité de crédit existante.

Le 1^{er} août 2007, Fortis Properties a fait l'acquisition du Delta Regina, complexe qui comprend un hôtel de 274 chambres, le Saskatchewan Trade and Convention Centre, un édifice de bureaux de 52 000 pieds carrés et un parc de stationnement à étages à Regina, en Saskatchewan, pour un prix d'achat au comptant d'environ 50 millions \$.

Tendances et risques principaux : Terasen a amélioré 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 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 de service qui a connu une croissance économique stable et qui comprend presque tout le territoire de service de 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.

Une part importante des activités de Fortis servent les économies des provinces de l'ouest du Canada, qui ont connu une croissance plus rapide que les autres régions du Canada. Au 31 décembre 2008, les actifs de services publics réglementés représentaient 92 % de l'actif total (92 % au 31 décembre 2007) et les actifs de services publics réglementés au Canada représentaient 82 % de l'actif total (84 % au 31 décembre 2007).

La baisse des taux d'intérêt à long terme au Canada depuis 2005 a eu une incidence négative sur les taux de rendement des capitaux propres en actions ordinaires (« RCP ») autorisés, établis au moyen d'une formule et utilisés pour établir les tarifs imposés à la clientèle par chacun des quatre principaux services publics de la Société. Le tableau qui suit présente les tendances qui caractérisent les taux de RCP autorisés par les organismes de réglementation pour chacun des quatre principaux services publics réglementés de la Société.

RCP autorisés par les organismes de réglementation

(%)	2005	2006	2007	2008	2009
Terasen Gas Inc.	9,03	8,80	8,37	8,62	8,47
FortisAlberta	9,50	8,93	8,51	8,75	8,51 ¹⁾
FortisBC	9,43	9,20	8,77	9,02	8,87
Newfoundland Power	9,24	9,24	8,60	8,95	8,95

¹⁾ RCP provisoire jusqu'à la conclusion de l'instance réglementaire

L'incidence de la baisse des RCP autorisés sur le bénéfice consolidé de la Société a été plus que contrebalancée par les bénéfices attribuables à la croissance des bases tarifaires et des ventes d'énergie ainsi que par la réalisation d'efficacités au chapitre des charges d'exploitation.

La province d'Alberta a connu une solide croissance économique au cours des dernières années, qui s'est traduite par une croissance marquée de la clientèle, des ventes d'énergie et de la base tarifaire de FortisAlberta. Le rythme de croissance pourrait reculer en 2009 en raison du contexte économique mondial actuel et de la baisse des prix du pétrole à l'échelle mondiale. Le territoire de service de FortisAlberta couvre les environs de Calgary et d'Edmonton ainsi que le corridor entre ces villes. La solide économie provinciale de la Colombie-Britannique et la forte croissance de la population dans la région de l'Okanagan ont eu une incidence favorable sur la croissance de la clientèle et des ventes de FortisBC et des sociétés Terasen Gas au cours des derniers exercices. La croissance des ventes en 2008 à FortisBC a été atténuée par une baisse de l'activité dans le secteur forestier. La croissance interne des bénéficiaires tirés des services publics réglementés de la Société au Canada devrait découler en grande partie de la croissance de la base tarifaire de FortisAlberta, de FortisBC et des sociétés Terasen Gas. Les autres services publics réglementés d'électricité de la Société au Canada, soit Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisOntario, devraient afficher une croissance plus lente de leurs bénéficiaires.

Les actifs réglementaires dans les Caraïbes, en pourcentage du total des actifs réglementés de la Société, étaient de 10 % au 31 décembre 2008 (8 % au 31 décembre 2007). Le taux de rendement réglementé sur l'actif de la base tarifaire (« 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. Toutefois, les RAB autorisés pour Caribbean Utilities et Belize Electricity ont été abaissés en 2008 en raison de la négociation de nouvelles licences par Caribbean Utilities et de l'incidence d'une décision de réglementation tarifaire pour Belize Electricity. Les territoires de service de la Société dans les Caraïbes ont connu une solide croissance économique qui a contribué à la croissance de la clientèle et des ventes. Le rythme de croissance devrait baisser en 2009 en raison du repli économique mondial. Les activités de la Société dans les Caraïbes sont exposées au risque d'ouragan. Fortis souscrit des polices d'assurance auprès de tiers pour atténuer l'incidence de dommages éventuels causés par les ouragans sur ses activités et les 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, qui sont régies par le même organisme de réglementation, les autres services publics de la Société sont réglementés par des organismes différents. Les relations avec les organismes de réglementation sont gérées à l'échelle locale et sont généralement positives. Cependant, la relation de Belize Electricity avec son organisme de réglementation est devenue tendue en 2008 lorsque ce dernier a rendu une décision rejetant des coûts antérieurement engagés pour l'électricité achetée et le combustible et en abaissant le RAB réglementé. La décision a eu une incidence négative sur la santé financière de Belize Electricity. Bien qu'une décision réglementaire défavorable puisse avoir des répercussions importantes sur la capacité d'un service public de récupérer le coût de prestation de ses services et d'atteindre un taux de rendement raisonnable, l'incidence sur la Société dans son ensemble serait atténuée en raison de la diversité de ses activités sur le plan géographique et réglementaire. Le total de l'actif de Belize Electricity représente environ 2 % du total de l'actif de la Société.

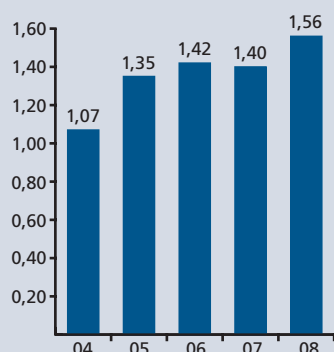
Au Canada, des accords de règlement négociés approuvés par les organismes de réglementation ont été conclus par FortisAlberta et FortisBC à l'égard des tarifs d'électricité pour 2008 et 2009 et par Newfoundland Power à l'égard des tarifs d'électricité pour 2008. L'atteinte d'accords de règlement négociés approuvés par les organismes de réglementation élimine le coût des processus d'audiences publiques à grande échelle. Les tarifs facturés aux clients par Newfoundland Power et les sociétés Terasen Gas ont aussi été fixés pour 2009.

Les services publics réglementés de gaz et d'électricité de la Société ont besoin d'un accès constant à des capitaux à long terme afin de financer les investissements dans l'infrastructure nécessaire pour servir les clients. Les capitaux à long terme requis pour mener à bien les programmes de dépenses en immobilisations des filiales sont essentiellement mobilisés au niveau des services publics réglementés. Les filiales émettent des titres de créance principalement selon des termes variant entre 10 et 30 ans. Au 31 décembre 2008, environ 84 % de la dette à long terme consolidée et des obligations liées aux contrats de location-acquisition comportaient des échéances à plus de cinq ans. Afin d'aider à assurer un accès constant à des capitaux et à des liquidités suffisantes pour le financement des programmes d'immobilisations et des besoins de fonds de roulement, la Société et ses filiales ont 2,2 milliards \$ de facilités de crédit dont environ 1,5 milliard \$ étaient disponibles au 31 décembre 2008. Au cours de 2008, Fortis et ses filiales ont émis près de 1,2 milliard \$ d'actions et de titres de créance à long terme. Comme elles ont de solides notes de solvabilité et des structures du capital prudentes, la Société et ses filiales prévoient continuer d'avoir un accès raisonnable à du capital à long terme en 2009.

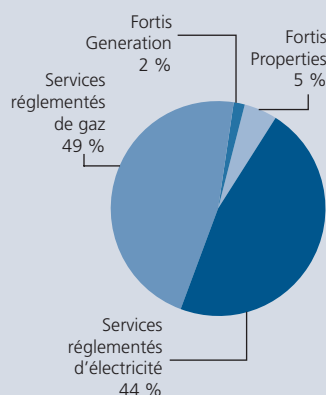
Le dividende par action ordinaire a augmenté pour passer à 1,00 \$ en 2008. À compter du premier trimestre de 2009, une augmentation de 4 % du dividende par action ordinaire trimestriel, de 25 cents à 26 cents, porte à 36 années consécutives le record de la Société quant aux augmentations annuelles du dividende par action ordinaire, soit le plus long record pour l'ensemble des sociétés ouvertes du Canada.

Pour une analyse complète des risques d'affaires de la Société, y compris le risque réglementaire et l'incidence sur la Société et ses filiales des récentes conditions économiques, voir les rubriques « Faits saillants en matière de réglementation », « Gestion du risque d'affaires » et « Perspectives » du présent rapport de gestion.

Résultat de base par action ordinaire (\$)

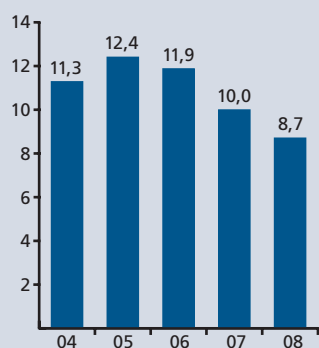


Produits¹⁾ (exercice terminé le 31 décembre 2008)



¹⁾ Exclut le Siège social et autres

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



Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires et résultat par action ordinaire : Fortis a réalisé un bénéfice net attribuable aux actions ordinaires de 245 millions \$ en 2008, une augmentation de 26,9 % par rapport au bénéfice de 193 millions \$ pour l'exercice précédent. La hausse du bénéfice est surtout attribuable à la contribution aux bénéfices des sociétés Terasen Gas pendant un exercice complet en 2008 comparativement à un exercice partiel en 2007, à la croissance de la base tarifaire et à des RCP autorisés plus élevés pour les services publics réglementés au Canada de la Société, et à un accroissement de la production hydroélectrique non réglementée grâce à des pluies plus abondantes. La hausse a été freinée par une perte non récurrente de 13 millions \$ liée à une décision relative aux tarifs réglementaires adoptée en juin 2008 visant Belize Electricity et à une baisse des recouvrements d'impôts des sociétés pour FortisAlberta. Les résultats de 2008 reflètent également une réduction d'impôts de 7,5 millions \$ (5,5 millions \$ pour les sociétés Terasen Gas et 2,0 millions \$ pour Terasen Inc.) liée au règlement de questions fiscales de Terasen s'appliquant à des périodes antérieures. Les résultats de 2007 tenaient compte d'un gain après impôts de 7 millions \$ sur la vente de terrains excédentaires pour TGI.

Le résultat de base par action ordinaire s'est établi à 1,56 \$ en 2008 par rapport à 1,40 \$ à l'exercice précédent, en hausse de 11,4 %. La hausse est liée principalement à la croissance du bénéfice associé aux sociétés Terasen Gas et à la hausse de la production hydroélectrique non réglementée. Le résultat de base par action ordinaire en 2007 a été dilué par les actions ordinaires émises pour financer l'acquisition de Terasen et par le caractère saisonnier du bénéfice des sociétés Terasen Gas.

Produits : Les produits ont augmenté de 43,6 % pour s'établir à environ 3,9 milliards \$, en regard d'environ 2,7 milliards \$ en 2007. L'augmentation est attribuable aux contributions des sociétés Terasen Gas pendant un exercice complet en 2008 comparativement à un exercice partiel en 2007. Le reste de l'augmentation est lié surtout aux hausses des tarifs facturés à la clientèle, qui comprennent l'incidence des RCP autorisés plus élevés pour 2008 et le transfert à la clientèle des coûts de l'approvisionnement énergétique plus élevés, à deux mois additionnels de contribution de Caribbean Utilities découlant d'une modification de la date de fin d'exercice de cette société, et à la croissance de la clientèle.

Rendement des capitaux propres moyens attribuables aux actionnaires ordinaires : Le rendement des capitaux propres moyens attribuables aux actionnaires ordinaires a été de 8,7 % en 2008, comparativement à 10,0 % en 2007. Le recul découle en grande partie de la hausse des capitaux propres moyens attribuables aux actionnaires ordinaires liée à l'acquisition de Terasen en mai 2007.

Flux de trésorerie d'exploitation : Les flux de trésorerie d'exploitation, après la variation du fonds de roulement, se sont établis à 663 millions \$ en 2008, soit 77,7 % de plus que les 373 millions \$ de l'exercice précédent. L'augmentation reflète principalement les contributions des sociétés Terasen Gas pendant un exercice complet en 2008.

Dépenses en immobilisations de 2008 : Au cours de 2008, les dépenses en immobilisations consolidées, avant les apports de la clientèle (« dépenses en immobilisations brutes »), ont été de 904 millions \$, y compris une tranche d'environ 220 millions \$ liée aux sociétés Terasen Gas. Les dépenses en immobilisations à FortisAlberta et à FortisBC au cours de 2008 ont totalisé approximativement 419 millions \$, représentant environ 46 % des dépenses en immobilisations brutes. La majeure partie des dépenses en immobilisations résulte de la croissance de la clientèle et du besoin d'améliorer la fiabilité des réseaux d'électricité.

Rapport de gestion

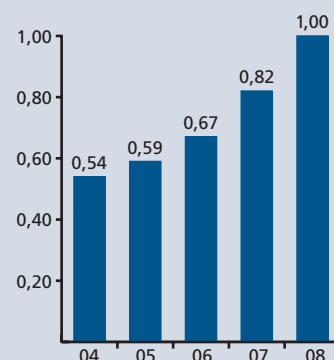
Dividendes : Les dividendes versés par action ordinaire ont été augmentés de 22,0 %, passant de 82 cents en 2007 à 1,00 \$ en 2008. À compter du dividende du premier trimestre versé le 1^{er} mars 2009, Fortis a haussé son dividende trimestriel par action ordinaire de 4 %, le portant de 25 cents à 26 cents. Le ratio dividendes/bénéfice de la Société a atteint 64,1 % en 2008, comparativement à 58,6 % en 2007.

En décembre 2008, la Société a modifié et bonifié son régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour offrir un escompte de 2 % sur l'achat d'actions ordinaires émises sur son capital autorisé, avec des dividendes réinvestis, à compter du 1^{er} mars 2009.

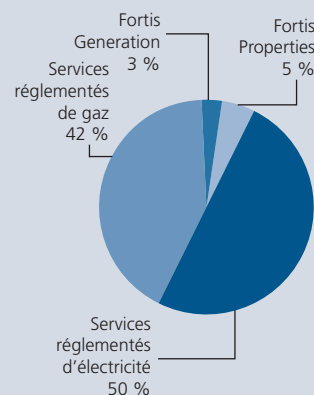
Croissance de l'actif : Le total de l'actif a augmenté de 8,8 % pour s'établir à environ 11,2 milliards \$ à la fin de 2008, contre environ 10,3 milliards \$ à la fin de 2007. L'augmentation est surtout attribuable aux investissements continus de la Société dans des systèmes énergétiques à FortisAlberta, à FortisBC et aux sociétés Terasen Gas, conjugués à l'effet de change dû à la conversion des actifs libellés en monnaie étrangère.

Financements : Au cours de 2008, Fortis et ses sociétés de services publics ont mobilisé près de 1,2 milliard \$ de capitaux au moyen d'émissions d'actions privilégiées, d'actions ordinaires et de titres de créance à long terme. Au deuxième trimestre de 2008, la Société a émis, par voie d'un appel public à l'épargne, 9,2 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux d'intérêt fixe de 5,25 % rétabli sur cinq ans, série G (les « actions privilégiées de premier rang, série G »), pour un produit brut d'environ 230 millions \$ (223 millions \$ déduction faite des frais). Le produit net a été affecté au remboursement de 170 millions \$ empruntés sur la facilité de crédit consentie de la Société, au financement des besoins en capitaux propres de FortisAlberta et des services publics d'électricité réglementés de la Société dans les Caraïbes, et aux fins générales du siège social. En décembre 2008, la Société a procédé, par voie d'un appel public à l'épargne, à l'émission de 11,7 millions d'actions ordinaires pour un produit brut d'environ 300 millions \$ (287 millions \$ déduction faite des frais). Le produit net a été affecté au remboursement de la dette à court terme contractée surtout pour le remboursement d'une dette de 200 millions \$ de Terasen échue le 1^{er} décembre 2008, et aux fins générales du siège social. À l'échelle des filiales, TGVI a émis 250 millions \$ de débentures non garanties à 6,05 %, 30 ans, en février; FortisAlberta a émis 100 millions \$ de débentures non garanties à 5,85 %, 30 ans, en avril; Maritime Electric a émis 60 millions \$ d'obligations hypothécaires de premier rang garanties à 6,05 %, 30 ans, en avril; et TGI a émis 250 millions \$ de débentures non garanties à 5,80 %, 30 ans, en mai. Le produit des émissions de titres de créance à long terme de services publics a principalement servi à rembourser la dette aux termes des facilités de crédit à l'égard des dépenses en immobilisations. De plus, le produit partiel de l'émission de 250 millions \$ de débentures non garanties par TGI a servi à refinancer la dette de 188 millions \$ échue en mai 2008.

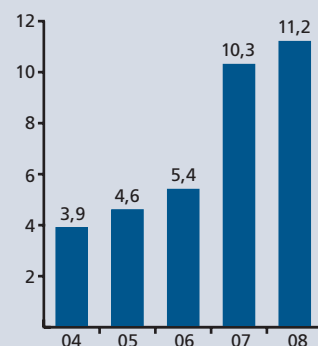
Dividendes versés par action ordinaire (\$)



Total de l'actif (au 31 décembre 2008)



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



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 \$)

	2008	2007	Écart
Services publics réglementés de gaz au Canada Sociétés Terasen Gas ¹⁾	118	50	68
Services publics réglementés d'électricité au Canada			
FortisAlberta	46	48	(2)
FortisBC	34	31	3
Newfoundland Power	32	30	2
Autres services au Canada	14	16	(2)
	126	125	1
Services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes²⁾	17	31	(14)
Activités non réglementées – Fortis Generation	30	24	6
Activités non réglementées – Fortis Properties³⁾	23	24	(1)
Siège social et autres	(69)	(61)	(8)
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	245	193	52

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

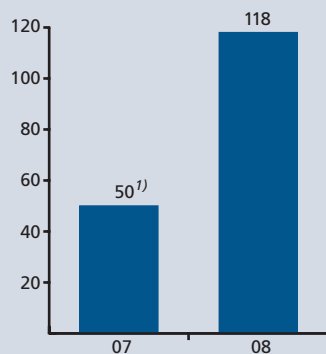
²⁾ L'exercice de Caribbean Utilities se terminait le 30 avril; par conséquent, jusqu'au troisième trimestre de 2008 inclusivement, les états financiers de Caribbean Utilities étaient intégrés dans les états financiers consolidés de Fortis avec un décalage de deux mois. Caribbean Utilities a changé sa date de fin d'exercice pour l'établir au 31 décembre, de telle sorte qu'en 2008, la Société a consolidé quatorze mois de résultats financiers de Caribbean Utilities. Ce changement de date de fin d'exercice éliminera le décalage de deux mois dans la consolidation des résultats financiers de Caribbean Utilities.

³⁾ Comprend les résultats de l'hôtel Fairmont Newfoundland à compter de la date d'acquisition en novembre 2008

SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS

La Société est active principalement dans le domaine des services publics réglementés. En 2008, les bénéfices tirés des activités réglementées au Canada et dans les Caraïbes ont représenté environ 83 % (81 % en 2007) des bénéfices que la Société a tirés de ses secteurs d'exploitation en 2007 (compte non tenu du secteur Siège social et autres). L'ensemble des actifs réglementés représentait 92 % du total des actifs de la Société au 31 décembre 2008 (92 % au 31 décembre 2007).

Bénéfice tiré des services publics réglementés de gaz au Canada (en millions \$)



¹⁾ Les bénéfices sont inclus à partir du 17 mai 2007

Services publics réglementés de gaz au Canada

Les bénéfices tirés des services publics réglementés de gaz au Canada pour 2008 ont atteint 118 millions \$ (50 millions \$ en 2007), soit environ 45 % (24 % en 2007) du total des bénéfices que la Société a tirés des activités réglementées. Les bénéfices pour 2007 sont inclus à partir du 17 mai 2007, date d'acquisition des services publics réglementés de gaz au Canada. Les actifs des services publics réglementés de gaz au Canada s'élevaient à environ 4,6 milliards \$ au 31 décembre 2008 (4,4 milliards \$ au 31 décembre 2007), soit environ 45 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2008 (47 % au 31 décembre 2007).

Sociétés Terasen Gas

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2008	2007 ¹⁾	Écart
Volumes de gaz (TJ)	221 122	118 309	102 813
(en millions \$)			
Produits	1 902	905	997
Coûts de l'approvisionnement énergétique	1 268	559	709
Charges d'exploitation	253	150	103
Amortissement	97	58	39
Frais financiers	129	80	49
Gain à la cession de biens	–	(8)	8
Impôts sur les bénéfices des sociétés	37	16	21
Bénéfice	118	50	68

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

Volumes de gaz : Les volumes de gaz se sont élevés à 221 122 TJ pour 2008, comparativement aux 220 977 TJ présentées par les sociétés Terasen Gas pour l'exercice complet en 2007. La hausse des volumes de ventes à la clientèle résidentielle, attribuable à une consommation accrue liée à des températures plus basses par rapport à l'exercice précédent, et aux clients ayant des contrats à prix fixe a été en grande partie contrebalancée par la baisse des volumes transportés aux clients disposant de leur propre approvisionnement en gaz.

Les sociétés Terasen Gas gagnent environ la même marge, que les contrats clients visent l'achat de gaz naturel ou qu'ils ne visent que le transport de gaz naturel.

En raison des mécanismes de report réglementaire approuvés par la British Columbia Utilities Commission (« BCUC »), les variations des niveaux de consommation et des coûts de l'approvisionnement énergétique par rapport aux prévisions utilisées pour établir les tarifs de distribution de gaz n'ont pas une incidence importante sur le bénéfice.

Au cours de 2008, TGI et TGVI ont augmenté leur clientèle d'un nombre net d'environ 12 800 nouveaux clients, portant le total des clients de TGI et de TGVI à environ 929 000 en date du 31 décembre 2008. Au cours de 2007, la croissance nette de la clientèle de TGI et de TGVI avait totalisé environ 13 900 nouveaux clients. La croissance nette de la clientèle en 2008 a été moins importante que prévu, reflétant l'affaiblissement des marchés de l'immobilier et de la construction, et la croissance des immeubles d'habitation où l'utilisation du gaz naturel est moins répandue que dans les maisons unifamiliales.

Produits : Les produits se sont fixés à environ 1,9 milliard \$ pour 2008 comparativement à 905 millions \$ pour un exercice partiel en 2007. En plus de refléter un exercice complet de produits en 2008, les produits ont aussi augmenté par rapport à l'exercice précédent pour les raisons suivantes : i) hausse des coûts du gaz facturés à la clientèle; ii) augmentation de la consommation résidentielle, et iii) augmentation des tarifs de distribution du gaz, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, y compris l'incidence d'une hausse des RCP autorisés pour 2008 pour TGI et TGVI atteignant respectivement 8,62 % et 9,32 %, contre respectivement 8,37 % et 9,07 %.

Bénéfice : Le bénéfice a atteint 118 millions \$ pour 2008 comparativement à 50 millions \$ pour un exercice partiel en 2007. Le bénéfice de 2007 avait profité de l'incidence favorable d'un gain après impôts de 7 millions \$ sur la vente de terrains excédentaires. Le bénéfice de 2008 comprend une réduction d'impôts d'environ 5,5 millions \$ liée au règlement de questions fiscales s'appliquant à des périodes antérieures. Au cours du troisième trimestre de 2008, Terasen a conclu un règlement avec Revenu Québec et l'Agence du revenu du Canada (« ARC ») à l'égard de montants dus en raison d'une modification apportée à la loi fiscale du Québec. Cette modification a été promulguée en 2006 aux fins de contester certaines structures fiscales interprovinciales canadiennes.

En plus d'une contribution au bénéfice pour un exercice complet en 2008 et de la réduction d'impôts non récurrente décrite plus haut, le bénéfice de 2008 a profité de l'incidence favorable de la hausse des tarifs de distribution de gaz, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, reflétant un RCP autorisé plus élevé, en partie contrebalancée par : i) l'augmentation des charges d'exploitation entraînée par des coûts de main-d'œuvre accrus; ii) une augmentation de la dotation aux amortissements attribuable aux investissements continus dans les immobilisations; et iii) l'augmentation des frais financiers causée par les taux d'emprunt plus élevés.

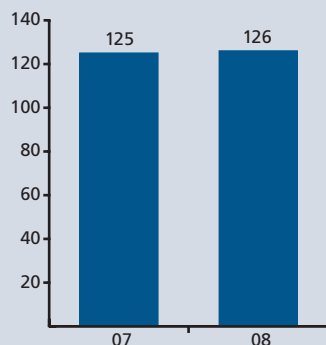
Le caractère saisonnier a une incidence importante sur le bénéfice des sociétés Terasen Gas, puisqu'une part importante du gaz distribué sert au chauffage. Les sociétés Terasen Gas génèrent la quasi-totalité de leur bénéfice annuel au cours des premier et quatrième trimestres.

Perspectives : Le RCP autorisé de TGI pour 2009 a été établi à 8,47 %, en baisse par rapport à 8,62 % pour 2008. Le RCP autorisé de TGVI pour 2009 a été établi à 9,17 %, en baisse par rapport à 9,32 % en 2008. TGI et TGVI préparent actuellement les demandes de tarifs pour 2010 qui devraient être déposées auprès de l'organisme de réglementation au cours du deuxième trimestre de 2009.

En février 2009, TGI a émis des débetures non garanties à 6,55 %, 30 ans, d'un capital de 100 millions \$. Le produit net est affecté au remboursement des emprunts effectués sur les facilités de crédit afin de soutenir les besoins de fonds de roulement et les dépenses en immobilisations, ainsi qu'au remboursement de débetures non garanties de 60 millions \$ qui viennent à échéance en juin 2009.

Pour une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant aux sociétés Terasen Gas, voir la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation ». Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2009 pour les sociétés Terasen Gas est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme de dépenses en immobilisations ».

Bénéfice tiré des services publics réglementés d'électricité au Canada (en millions \$)



Services publics réglementés d'électricité au Canada

Les bénéfices tirés des services publics réglementés d'électricité au Canada en 2008 ont atteint 126 millions \$ (125 millions \$ en 2007), soit environ 48 % (61 % en 2007) 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 environ 4,6 milliards \$ au 31 décembre 2008 (4,2 milliards \$ au 31 décembre 2007), soit environ 45 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2008 (45 % au 31 décembre 2007).

FortisAlberta

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2008	2007	Écart
Livraisons d'énergie (GWh)	15 722	15 378	344
(en millions \$)			
Produits	300	270	30
Charges d'exploitation	130	122	8
Amortissement	85	75	10
Frais financiers	42	36	6
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés	(3)	(11)	8
Bénéfice	46	48	(2)

Livraisons d'énergie : Les livraisons d'énergie de FortisAlberta ont augmenté de 344 gigawattheures (« GWh »), ou 2,2 %, par rapport à l'exercice précédent, surtout en raison de la croissance de la clientèle. Au cours de 2008, le nombre de clients de FortisAlberta a augmenté d'environ 12 700, portant le nombre total des clients de FortisAlberta à environ 461 000 à la fin de 2008.

Puisqu'une tranche importante des produits de distribution est tirée de déterminants de facturation fixes ou en grande partie fixes, la variation des livraisons d'énergie n'est pas directement corrélée à la variation des produits.

Produits : Les produits ont progressé de 30 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, du fait principalement i) d'une hausse de 6,8 % des tarifs de distribution imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, ii) de l'incidence de la croissance de la clientèle et de la charge, iii) de l'incidence accumulée, en date du 1^{er} janvier 2008, de la hausse du RCP autorisé pour 2008, qui est passé de 8,51 % à 8,75 %, sur le recouvrement dans les tarifs de distribution futurs imposés à la clientèle et iv) de l'augmentation des produits tirés des redevances de franchises.

Bénéfice : Le bénéfice a baissé de 2 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, en raison de recouvrements d'impôts futurs moins élevés principalement liés au compte de report des charges de l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), approuvé par l'organisme de réglementation. En outre, l'augmentation des produits a été en partie contrebalancée par : i) la hausse des charges d'exploitation due à l'augmentation du coût de la main-d'œuvre contractuelle, à l'accroissement des coûts de main-d'œuvre et des avantages sociaux attribuable à l'augmentation des salaires et du nombre d'employés, ainsi qu'aux charges d'exploitation générales plus élevées; ii) l'augmentation de la dotation aux amortissements attribuable aux investissements continus dans les immobilisations et aux taux d'amortissement plus élevés prévus par l'Accord de règlement négocié pour 2008/2009; et iii) l'augmentation des frais financiers découlant d'un niveau plus élevé de la dette au soutien de l'important programme de dépenses en immobilisations de la société.

Le compte de report des charges de l'AESO de FortisAlberta absorbe les écarts entre les montants facturés par l'AESO à FortisAlberta au titre des tarifs de transport, et les montants recouverts par FortisAlberta auprès de la clientèle par l'intermédiaire de la composante tarifs de transport des tarifs de base. Sous réserve d'une approbation réglementaire, les montants chargés par l'AESO qui excèdent les montants recouverts auprès de la clientèle sont reportés à titre d'actif réglementaire pour recouvrement futur auprès de la clientèle, et les montants recouverts auprès de la clientèle qui excèdent les montants chargés sont reportés à titre de passif réglementaire pour remboursement futur à la clientèle. Habituellement, il y a un délai de deux ans entre le report des montants du compte de report des charges de l'AESO et leur recouvrement auprès de la clientèle, ou leur remboursement à celle-ci, par l'intermédiaire des tarifs.

FortisAlberta comptabilise les impôts sur les bénéfices selon la méthode des impôts exigibles, comme approuvé par son organisme de réglementation, à l'exception de certains comptes de report, y compris le compte de report des charges de l'AESO, à l'égard desquels les impôts sur les bénéfices sont comptabilisés selon la méthode du report variable. Au cours du troisième trimestre de 2008, FortisAlberta a établi que le bénéfice d'exploitation imposable, excluant l'incidence du compte de report des charges de l'AESO, pourrait être ramené à zéro par l'utilisation de déductions pour amortissement. Ainsi, en appliquant les déductions fiscales liées aux paiements de tarifs de transport faits à l'AESO, un report de perte fiscale pourrait être créé, et un recouvrement d'impôts futurs pourrait être comptabilisé. En comptabilisant les impôts sur les bénéfices selon la méthode du report variable, un actif d'impôts futurs lié au report de perte fiscale peut être comptabilisé lorsque

Rapport de gestion

le recouvrement est certain. Les paiements de tarifs de transport faits à l'AESO sont recouvrables auprès des clients dans le futur. Par conséquent, un actif d'impôts futurs et un recouvrement d'impôts futurs ont été comptabilisés aux troisième et quatrième trimestres de 2008, et ainsi contrebalancent le passif d'impôts futurs et la charge d'impôts futurs créés par le report des charges de l'AESO au fur et à mesure qu'ils sont engagés.

Avant le troisième trimestre de 2008, FortisAlberta ne déduisait pas les paiements de tarifs de transport faits à l'AESO pour créer des reports de pertes fiscales, et ne comptabilisait pas les recouvrements d'impôts futurs connexes. Cette pratique a entraîné, dans la comptabilisation de l'incidence des impôts futurs, un décalage de deux ans entre les paiements de tarifs de transport faits à l'AESO et le moment de leur recouvrement auprès de la clientèle. À l'avenir, il ne devrait plus y avoir de variations des impôts sur les bénéfices des sociétés attribuables à l'utilisation du compte de report des charges de l'AESO.

Au cours de 2007, des recouvrements d'impôts futurs nets d'environ 9 millions \$ avaient été comptabilisés, principalement par suite de la vente de montants reportés dans le compte de report des charges de l'AESO. En septembre 2007, le solde à recevoir de 2006 des charges reportées de l'AESO de 28 millions \$ et, en décembre 2007, le solde à recevoir de 2007 des charges reportées de l'AESO d'environ 38 millions \$ ont été vendus à une banque à charte canadienne, de sorte que le produit de cette vente a été constaté en 2007.

Perspectives : Au cours de 2008, l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») a décidé qu'une instance générale sur les coûts en capital de 2009 visant l'examen du niveau de RCP, du mécanisme d'ajustement et de la structure du capital de services publics serait appropriée pour toutes les sociétés de service de gaz, d'électricité et d'exploitation de pipelines de l'Alberta qu'elle réglemente. Comme le lui a prescrit l'AUC, FortisAlberta doit continuer d'utiliser le RCP autorisé de 8,51 % de 2007 pour 2009, qui est moins élevé que le RCP autorisé de 8,75 % de 2008, en attendant l'issue de l'instance générale sur les coûts en capital de 2009 de l'AUC.

FortisAlberta prévoit déposer une demande de besoins de revenus pour 2010 et 2011 au cours du deuxième trimestre de 2009.

En décembre 2008, FortisAlberta a déposé un prospectus de base simplifié visant l'émission de débentures pouvant atteindre un capital de 350 millions \$. En février 2009, FortisAlberta a émis 100 millions \$ de débentures non garanties à 7,06 %, 30 ans, dans le cadre de ce prospectus. Le produit net a été affecté au remboursement des emprunts sur une facilité de crédit consentie au soutien du programme de dépenses en immobilisations de la société, ainsi qu'aux fins générales de la société.

Pour une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant à FortisAlberta, voir la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation ». Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2009 pour FortisAlberta est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme de dépenses en immobilisations ».

FortisBC

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2008	2007	Écart
Ventes d'électricité (GWh)	3 087	3 091	(4)
<i>(en millions \$)</i>			
Produits	237	229	8
Coûts de l'approvisionnement énergétique	68	67	1
Charges d'exploitation	67	69	(2)
Amortissement	34	31	3
Frais financiers	28	26	2
Impôts sur les bénéfices des sociétés	6	5	1
Bénéfice	34	31	3

Ventes d'électricité : Les ventes d'électricité de FortisBC ont reculé de 4 GWh, ou 0,1 %, par rapport à l'exercice précédent, en raison de la baisse des charges des clients industriels attribuable à un ralentissement général du secteur forestier, en partie contrebalancée par l'incidence de la croissance de la clientèle résidentielle, des services généraux et de gros.

Produits : Les produits ont été plus élevés de 8 millions \$ qu'à l'exercice précédent, sous l'incidence : i) d'une hausse de 2,9 % des tarifs d'électricité, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2008, qui comprenait l'incidence d'une augmentation du RCP autorisé pour 2008, qui est passé de 8,77 % à 9,02 %; ii) d'une augmentation de 0,8 % des tarifs d'électricité, avec prise d'effet le 1^{er} mai 2008, afin de transférer à la clientèle la hausse des coûts de l'électricité achetée auprès de BC Hydro; et iii) d'un changement de la composition des ventes qui comportent moins de ventes à des catégories de clients à tarif plus bas et davantage de ventes à des catégories de clients à tarif plus élevé. L'augmentation a été en partie contrebalancée par des contributions aux produits moins élevées de la part des services non réglementés d'exploitation, d'entretien et de gestion, et par une baisse des ventes d'électricité.

Rapport de gestion

Bénéfice : Le bénéfice a été de 3 millions \$ plus élevé qu'à l'exercice précédent. L'augmentation découle principalement de la hausse de 2,9 % des tarifs d'électricité, en partie contrebalancée par une augmentation de la dotation aux amortissements et des frais financiers attribuable à l'important programme de dépenses en immobilisations de la société.

Les charges d'exploitation ont été moins élevées de 2 millions \$ qu'à l'exercice précédent, principalement en raison de la baisse des charges d'exploitation liées aux services non réglementés d'exploitation, d'entretien et de gestion, en partie contrebalancée par l'incidence de la hausse des coûts de main-d'œuvre et des augmentations inflationnistes générales des coûts par rapport à l'exercice précédent.

Perspectives : Le RCP autorisé de FortisBC pour 2009 a été établi à 8,87 %, en baisse par rapport à 9,02 % en 2008. En décembre 2008, FortisBC a obtenu l'approbation réglementaire de sa demande de besoins de revenus pour 2009, qui s'est traduite par une augmentation générale des tarifs facturés aux clients de 4,6 %, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009. L'approbation de la demande de besoins de revenus pour 2009 comprenait aussi une prolongation du mécanisme d'établissement des tarifs fondé sur le rendement (« ÉTR ») pour les exercices 2009 à 2011 selon des modalités semblables à celles du mécanisme d'ÉTR antérieur.

Pour une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant à FortisBC, voir la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation ». Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2009 pour FortisBC est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme de dépenses en immobilisations ».

Newfoundland Power

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2008	2007	Écart
Ventes d'électricité (GWh)	5 208	5 093	115
<i>(en millions \$)</i>			
Produits	517	491	26
Coûts de l'approvisionnement énergétique	337	327	10
Charges d'exploitation	50	53	(3)
Amortissement	45	34	11
Frais financiers	33	34	(1)
Impôts sur les bénéfices des sociétés	19	12	7
Part des actionnaires sans contrôle	1	1	–
Bénéfice	32	30	2

Ventes d'électricité : Les ventes d'électricité de Newfoundland Power ont augmenté de 115 GWh, ou 2,3 %, par rapport à l'exercice précédent, étant donné surtout l'incidence combinée de la croissance de la clientèle et d'une hausse de la consommation moyenne.

Produits : Les produits de 2008 ont progressé de 26 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. La progression provient d'une augmentation moyenne des tarifs imposés à la clientèle de 2,8 %, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, qui comprenait l'incidence de l'augmentation du RCP autorisé de 2008 qui est passé de 8,60 % à 8,95 %, et celle de la croissance des ventes d'électricité. La progression des produits reflète aussi l'augmentation de l'amortissement des passifs réglementaires conformément aux ordonnances de l'organisme de réglementation.

Bénéfice : Le bénéfice annuel a augmenté de 2 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, étant donné l'augmentation moyenne de 2,8 % des tarifs imposés à la clientèle avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, la baisse des charges d'exploitation découlant du calendrier des charges et de la baisse des coûts d'entretien et des régimes de retraite, et la diminution des frais financiers. Les frais financiers ont diminué du fait du refinancement à des taux moins élevés de la dette arrivée à échéance en août 2007.

La dotation aux amortissements a été plus élevée puisque l'organisme de réglementation a approuvé le recouvrement dans les tarifs imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, de coûts d'amortissement antérieurement reportés.

La charge d'impôts sur les bénéfices des sociétés a augmenté par rapport à l'exercice précédent en raison d'une hausse du bénéfice avant impôts sur les bénéfices, combinée à un taux d'impôt effectif plus élevé, qui résulte de la baisse des déductions utilisées aux fins fiscales comparativement aux déductions aux fins comptables.

Perspectives : Le RCP autorisé de Newfoundland Power demeure inchangé pour 2009 par rapport à 2008, soit à 8,95 %, et, par conséquent, aucune modification des tarifs de base imposés à la clientèle n'a été apportée pour 2009.

Pour une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant à Newfoundland Power, voir la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation ». Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2009 de Newfoundland Power est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme de dépenses en immobilisations ».

Autres services publics d'électricité au Canada¹⁾

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2008	2007	Écart
Ventes d'électricité (GWh)	2 182	2 209	(27)
<i>(en millions \$)</i>			
Produits	262	263	(1)
Coûts de l'approvisionnement énergétique	177	174	3
Charges d'exploitation	28	29	(1)
Amortissement	18	17	1
Frais financiers	18	17	1
Impôts sur les bénéfices des sociétés	7	10	(3)
Bénéfice	14	16	(2)

¹⁾ Comprend Maritime Electric et FortisOntario

Ventes d'électricité : Les ventes d'électricité des autres services publics d'électricité au Canada ont baissé de 27 GWh, ou 1,2 %, par rapport à l'exercice précédent. La baisse résulte de l'incidence de l'arrêt des activités de certains clients industriels en Ontario et d'une consommation moyenne moins importante en Ontario.

Produits : Les produits ont reculé de 1 million \$ par rapport à l'exercice précédent. Au cours de 2007, FortisOntario avait reçu un remboursement non récurrent d'environ 3 millions \$ (2 millions \$ après impôts) de Niagara Mohawk Power Corporation (« NIMO ») dans le cadre des ententes d'interconnexion pour le transport transfrontalier. En avril 2008, la US Federal Energy Regulatory Commission a émis une ordonnance établissant que le remboursement n'aurait pas dû être ordonné. En mai 2008, FortisOntario a rendu les montants remboursés à NIMO.

En excluant l'incidence de la réception du remboursement de 3 millions \$ en 2007 et de sa remise ultérieure en 2008, les produits ont progressé de 5 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. La progression est principalement attribuable : i) au transfert à la clientèle de la hausse des coûts de l'approvisionnement énergétique pour FortisOntario; ii) à une augmentation de 1,8 % des tarifs de base d'électricité pour Maritime Electric, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008; et iii) à une augmentation moyenne de 1,1 % des tarifs de base de distribution d'électricité pour FortisOntario avec prise d'effet le 1^{er} mai 2008, en partie contrebalancés par l'incidence de la baisse des ventes d'électricité.

Bénéfice : Le bénéfice a été de 2 millions \$ moins élevé qu'à l'exercice précédent. En excluant l'incidence de la réception du remboursement en 2007 et de sa remise ultérieure en 2008, le bénéfice a été de 2 millions \$ plus élevé qu'à l'exercice précédent. L'augmentation est attribuable à la hausse des tarifs de base d'électricité, à la baisse des charges d'exploitation et à la réduction des taux effectifs d'impôt sur les bénéfices des sociétés, en partie contrebalancées par l'incidence de la baisse des ventes d'électricité et celle de l'augmentation des frais financiers entraînée par des emprunts accrus. Les charges d'exploitation de 2007 comprenaient les coûts rattachés à un programme de retraite anticipée pour FortisOntario.

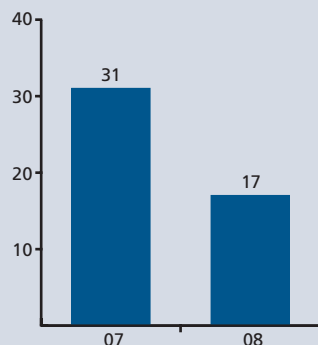
En octobre 2008, FortisOntario a conclu une entente définitive visant l'acquisition d'une participation stratégique de 10 % dans les activités de distribution d'électricité de Grimsby Power Inc., pour une contrepartie au comptant d'environ 1 million \$, plus la fourniture de services visant le regroupement du système d'information sur la clientèle de Grimsby Power Inc. avec le système de FortisOntario. Grimsby Power Inc. sert environ 10 000 clients du secteur de la distribution dans le secteur ouest de la région de Niagara. La transaction a été approuvée par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») et est en attente d'approbation par le ministère des Finances de l'Ontario.

Perspectives : En mars 2009, Maritime Electric a reçu l'approbation réglementaire en réponse à une demande de tarifs pour 2009 qui comporte une augmentation du montant des coûts liés à l'énergie pouvant être recouverts auprès de la clientèle dans la composante tarifs de base de la facturation, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2009. L'organisme de réglementation a aussi approuvé, telle qu'elle a été déposée, une demande de RCP maximal autorisé de 9,75 % pour 2009, en baisse par rapport au RCP autorisé de 10,00 % pour 2008. L'effet global sur les taux facturés aux clients pour 2009 sera une hausse de 5,3 % d'après une consommation moyenne de 650 kWh par mois.

En août 2008, Canadian Niagara Power a déposé une demande portant sur le coût du service qui sollicitait un nouveau calcul des tarifs de distribution en fonction de l'année témoin future 2009. La demande tient compte d'une structure du capital réputée comprenant 56,7 % de titres de créance et 43,3 % de capitaux propres, et, comme l'exige la CEO, qui reflète un RCP provisoire de 8,39 %. La société prévoit qu'une décision à l'égard de la demande sera rendue en avril 2009.

Pour une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant aux autres services publics d'électricité au Canada, voir la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation ». Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2009 des autres services publics d'électricité au Canada est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme de dépenses en immobilisations ».

Bénéfice tiré des services publics d'électricité dans les Caraïbes (en millions \$)



Services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes

Les contributions au bénéfice provenant des services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes se sont établies à 17 millions \$ en 2008 (31 millions \$ en 2007), ce qui a représenté environ 7 % (15 % en 2007) du total du bénéfice tiré des services publics réglementés de la Société. Les actifs des services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes s'élevaient à approximativement 1,0 milliard \$ au 31 décembre 2008 (0,8 milliard \$ au 31 décembre 2007), soit environ 10 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2008 (8 % au 31 décembre 2007).

Services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes¹⁾

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2008 ²⁾	2007	Écart
Taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien³⁾	1,08	1,07	0,01
Ventes d'électricité (GWh)	1 199	1 054	145
(en millions \$)			
Produits	408	307	101
Coûts de l'approvisionnement énergétique	273⁴⁾	169	104
Charges d'exploitation	55	49 ⁵⁾	6
Amortissement	36	28	8
Frais financiers	16	15	1
Impôts sur les bénéfices des sociétés	2	2	–
Part des actionnaires sans contrôle	9	13	(4)
Bénéfice	17	31	(14)

¹⁾ Comprennent Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos

²⁾ L'exercice de Caribbean Utilities se terminait le 30 avril; par conséquent, jusqu'au troisième trimestre de 2008 inclusivement, les états financiers de Caribbean Utilities étaient intégrés dans les états financiers consolidés de Fortis avec un décalage de deux mois. Caribbean Utilities a changé sa date de fin d'exercice pour l'établir au 31 décembre, de telle sorte qu'en 2008 la Société a consolidé quatorze mois de résultats financiers de Caribbean Utilities.

³⁾ La monnaie de présentation des états financiers de Belize Electricity est le dollar bélizien (\$ BZ) dont le taux de change fondé sur le dollar américain s'établit à 2,00 \$ BZ pour 1,00 \$ US. La monnaie de présentation des états financiers de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos est le dollar américain.

⁴⁾ Les coûts de l'approvisionnement énergétique comprennent une charge de 18 millions \$ (36 millions \$ BZ) en raison d'une décision tarifaire réglementaire rendue par la Public Utilities Commission du Belize en juin 2008.

⁵⁾ Les charges d'exploitation de 2007 englobaient une charge de 4,4 millions \$ (3,7 millions \$ US) liée à la cession de turbines à vapeur de Caribbean Utilities.

Ventes d'électricité : Les ventes d'électricité des services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes ont augmenté de 145 GWh, ou 13,8 %, par rapport à l'exercice précédent, en raison de deux mois additionnels de contribution de la part de Caribbean Utilities étant donné le changement de la date de fin d'exercice de ce service public, ainsi que de la croissance de la clientèle et de la croissance économique en général. L'augmentation a été atténuée par la perte de ventes d'électricité à Fortis Turks and Caicos attribuables à l'ouragan Ike, y compris le délai encouru dans la réouverture de la saison touristique automnale de plusieurs hôtels importants sur les îles Turks and Caicos. Ouragan de catégorie 4, Ike a frappé les îles Turks and Caicos au début de septembre 2008. L'augmentation a aussi été atténuée par l'incidence sur les ventes d'électricité de la baisse des activités touristiques découlant de la crise économique mondiale qui a éclaté vers la fin de 2008.

En excluant les deux mois additionnels de contribution de Caribbean Utilities, les ventes d'électricité ont augmenté de 6,0 % par rapport à l'exercice précédent. Les ventes d'électricité avaient augmenté de 8,7 % en 2007 par rapport à 2006.

Produits : Les produits ont augmenté de 101 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Toutefois, les produits annuels pour 2008 comprennent les deux mois additionnels de contribution de Caribbean Utilities et l'effet de change favorable d'environ 6 millions \$ attribuable à l'affaiblissement du dollar canadien comparativement au dollar américain par rapport à l'exercice précédent. Si l'on exclut les deux mois additionnels de contribution de Caribbean Utilities et l'effet de change favorable, les principaux facteurs qui expliquent l'augmentation des produits par rapport à l'exercice précédent sont les suivants : i) le transfert de la totalité des coûts plus élevés du combustible et du pétrole aux clients de Caribbean Utilities, conformément aux conditions de la nouvelle licence de transport et de distribution de la société; ii) la croissance des ventes d'électricité; et iii) une augmentation de la composante coût de l'énergie du tarif moyen de l'électricité à Belize Electricity, avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2008. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par : i) une baisse du volet distribution à valeur ajoutée (« DVA ») du tarif moyen de l'électricité à Belize Electricity, avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2008; ii) une réduction de 3,25 % des tarifs de base d'électricité et l'élimination de la surcharge de Caribbean Utilities pour la récupération des coûts liés aux ouragans (« SRC »), avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008 conformément aux modalités de la nouvelle licence de transport et de distribution de la société; et iii) des pertes de revenus d'environ 2 millions \$ à Fortis Turks and Caicos attribuables à l'ouragan Ike.

Rapport de gestion

Bénéfice : La contribution au bénéfice a reculé de 14 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. La contribution au bénéfice en 2008 a baissé de 13 millions \$, soit à hauteur de la quote-part d'environ 70 % de la Société des coûts du combustible et de l'électricité achetée de 18 millions \$ (36 millions \$ BZ) antérieurement engagés qui ont été refusés aux fins tarifaires à Belize Electricity par l'organisme de réglementation. La contribution au bénéfice en 2007 avait reculé d'environ 2 millions \$, ce qui représentait la quote-part de la Société d'une charge sur la cession d'actifs de turbines à vapeur à Caribbean Utilities.

En excluant les éléments non récurrents en 2008 et en 2007 décrits ci-dessus, le bénéfice a reculé de 3 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. L'incidence de la croissance des ventes d'électricité, la contribution additionnelle au bénéfice de 1 million \$ de Caribbean Utilities et l'incidence favorable de la variation des coûts reportés du combustible sur les coûts de l'approvisionnement énergétique à Caribbean Utilities ont été plus que contrebalancées par : i) l'incidence de la réduction de 3,25 % des tarifs de base de l'électricité et l'élimination de la SRC liée aux ouragans à Caribbean Utilities; ii) la baisse du volet DVA du tarif moyen de l'électricité à Belize Electricity; iii) les pertes de revenus d'environ 2 millions \$ à Fortis Turks and Caicos imputables à l'ouragan Ike; et iv) la hausse des charges d'exploitation et de la dotation aux amortissements.

Une tranche importante des coûts liés au rebranchement de la clientèle et au rétablissement du service d'électricité à Fortis Turks and Caicos en raison de l'ouragan Ike a trait aux immobilisations et, par conséquent, n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice.

En excluant l'effet de change et la charge sur la cession d'actifs de turbines à vapeur en 2007, les charges d'exploitation ont surtout augmenté par suite de l'embauche d'employés additionnels et de la hausse des frais généraux et administratifs à Fortis Turks and Caicos, et du fait du calendrier des activités d'entretien. La dotation aux amortissements a augmenté en raison des investissements continus dans les immobilisations.

En plus de la charge de 18 millions \$ décrite plus haut, le RAB autorisé cible de Belize Electricity a été réduit, passant de 12 % à 10 %, avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2008, ce qui a été reflété par la diminution du volet DVA du tarif moyen de l'électricité.

En avril 2008, Caribbean Utilities et le gouvernement des îles Caïmans ont conclu un accord relatif à une nouvelle licence exclusive de transport et de distribution de 20 ans et à une nouvelle licence non exclusive de production de 21,5 ans. En vertu de la nouvelle licence de transport et de distribution, les tarifs imposés à la clientèle sont établis en fonction d'un RAB cible initial de 10 %, en baisse par rapport aux 15 % autorisés en vertu de la licence antérieure, ce qui a été reflété par la réduction des tarifs de base de l'électricité, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2008.

Perspectives : La croissance des ventes d'électricité annuelles des services publics réglementés de la Société dans les Caraïbes devrait être d'environ 4 % en 2009, reflétant la persistance prévue de la crise économique mondiale qui fait du tort aux secteurs du tourisme et du pétrole et aux secteurs connexes dans la région des Caraïbes.

Pour une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant aux services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes, voir la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation ». Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2009 des services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme de dépenses en immobilisations ».

ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

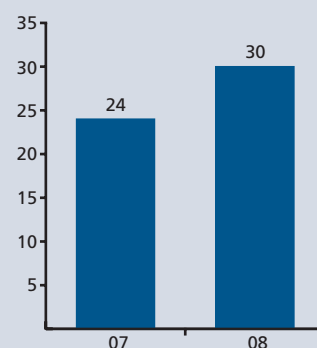
Activités non réglementées – Fortis Generation ¹⁾

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2008	2007	Écart
Ventes d'énergie (GWh)	1 217	1 122	95
<i>(en millions \$)</i>			
Produits	82	75	7
Coûts de l'approvisionnement énergétique	7	8	(1)
Charges d'exploitation	14	14	–
Amortissement	10	10	–
Frais financiers	8	10	(2)
Impôts sur les bénéfices des sociétés	10	8	2
Part des actionnaires sans contrôle	3	1	2
Bénéfice	30	24	6

¹⁾ Comprend l'exploitation d'actifs de production non réglementés au Belize, en Ontario, dans la région centrale de Terre-Neuve, en Colombie-Britannique et dans le nord de l'État de New York

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



Rapport de gestion

Ventes d'énergie : Les ventes d'énergie des activités non réglementées de Fortis Generation ont augmenté de 95 GWh, ou 8,5 %, par rapport à l'exercice précédent, étant donné la production accrue dans la région centrale de Terre-Neuve, au Belize et dans le nord de l'État de New York. La production accrue est principalement le résultat de pluies plus abondantes.

Produits : Les produits ont augmenté de 7 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Les facteurs ayant contribué à l'augmentation des produits sont les suivants : i) une production accrue; ii) une hausse des prix moyens de gros de l'énergie par mégawattheure (« MWh ») en Ontario, qui sont passés à 48,83 \$ pour 2008 comparativement à 47,81 \$ pour 2007; et iii) une augmentation des prix moyens de gros de l'énergie par MWh dans le nord de l'État de New York, qui sont passés à 71,00 \$ US pour 2008 comparativement à 60,73 \$ US pour 2007.

Bénéfice : Le bénéfice a augmenté de 6 millions \$ par rapport au dernier exercice, reflétant la production accrue et la baisse des frais financiers découlant du refinancement, en novembre 2007, de la dette externe à coût plus élevé par des prêts intersociétés à coût plus faible. La hausse des prix moyens de gros de l'énergie a aussi contribué à l'augmentation du bénéfice par rapport à l'exercice précédent.

Perspectives : La construction de la centrale hydroélectrique de 19 MW, au coût de 53 millions \$, à Vaca, sur la rivière Macal, au Belize, s'est poursuivie en 2008. L'exploitation de la centrale devrait commencer au début de 2010. La contribution de la centrale Vaca au bénéfice, conjuguée au programme de dépenses en immobilisations consolidées prévues de la Société pour les deux prochains exercices, devrait plus que contrebalancer la perte de bénéfices à l'expiration, en avril 2009, du Niagara Exchange Agreement lié à la centrale hydroélectrique Rankine en Ontario.

De plus amples informations sur la centrale hydroélectrique Vaca et un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations pour 2009 des services publics non réglementés sont présentés à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme de dépenses en immobilisations ».

Activités non réglementées – Fortis Properties

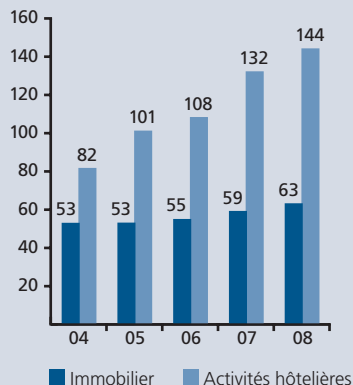
Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2008	2007	Écart
Produits tirés de l'hôtellerie	144	132	12
Produits tirés de l'immobilier	63	59	4
Total des produits	207	191	16
Charges d'exploitation	135	123	12
Amortissement	15	14	1
Frais financiers	24	24	–
Impôts sur les bénéfices des sociétés	10	6	4
Bénéfice	23	24	(1)

Produits de Fortis Properties (en millions \$)



Produits : Les produits annuels tirés de l'hôtellerie ont augmenté de 12 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, reflétant la contribution du Delta Regina, acquis en août 2007, et de l'hôtel Fairmont Newfoundland, qui a été acquis au coût d'environ 22 millions \$ en novembre 2008, et dont le nom a été changé pour celui de Sheraton Hotel Newfoundland en janvier 2009. La hausse des produits tirés de l'hôtellerie par rapport à l'exercice précédent est aussi attribuable à l'amélioration du rendement des activités hôtelières de la société dans le Canada atlantique.

Pour 2008, le revenu par chambre disponible s'est établi à 80,39 \$ comparativement à 79,31 \$ pour 2007. L'augmentation du revenu par chambre disponible a principalement découlé de la hausse des tarifs moyens par chambre, en partie contrebalancée par la baisse du taux d'occupation dans toutes les régions où la société a des propriétés hôtelières.

Les produits tirés de l'immobilier ont augmenté de 4 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. La hausse des produits tirés de l'immobilier est attribuable au meilleur rendement dans toutes les régions où la société a des propriétés immobilières, de même qu'à la contribution des activités immobilières du Delta Regina depuis août 2007. Le taux d'occupation pour la division immobilière était de 96,8 % au 31 décembre 2008, soit un taux comparable à celui au 31 décembre 2007.

Rapport de gestion

Bénéfice : Le bénéfice a reculé de 1 million \$ par rapport à l'exercice précédent. En excluant l'ajustement favorable de l'impôt sur les bénéfices des sociétés de 2 millions \$ en 2007 associé à des soldes d'ouverture de passifs d'impôts futurs, expliqués par les taux d'impôt sur les bénéfices des sociétés en vigueur moins élevés, le bénéfice a augmenté de 1 million \$ par rapport à l'exercice précédent. L'augmentation reflète surtout la contribution au bénéfice pour un exercice complet du Delta Regina acquis en août 2007.

Perspectives : La division hôtelière exerce actuellement ses activités dans huit provinces canadiennes. La réalisation d'une croissance interne des produits et du bénéfice à la division hôtelière pourrait poser un défi en 2009 en raison des retombées prévues de la crise économique mondiale qui devrait persister et de son incidence sur les déplacements de loisirs et d'affaires et les séjours hôteliers.

La division immobilière a 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.

Siège social et autres¹⁾

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2008	2007 ¹⁾	Écart
Produits	26	22	4
Charges d'exploitation	16	13	3
Amortissement	8	6	2
Frais financiers ²⁾	80	70	10
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés	(23)	(12)	(11)
Dividendes sur actions privilégiées	14	6	8
Charges nettes du secteur Siège social et autres	(69)	(61)	(8)

¹⁾ Comprennent le montant net des charges du siège social de Fortis et, à compter du 17 mai 2007, les charges nettes des activités non réglementées du siège social de Terasen et les résultats financiers de la participation de 30 % de Terasen dans CWLP et dans la filiale en propriété exclusive non réglementée de Terasen, TES

²⁾ Comprennent les dividendes sur les actions privilégiées classées comme passifs à long terme

Produits : Les produits ont augmenté de 4 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Outre que les intérêts créditeurs ont été plus élevés étant donné l'accroissement des prêts intersociétés, les contributions de CWLP aux produits ont augmenté. CWLP a contribué aux produits pendant un exercice complet en 2008 comparativement à un exercice partiel en 2007. Toutefois, cette augmentation a été en partie contrebalancée par l'incidence de la baisse du nombre de contrats clients à CWLP.

Charges nettes du secteur Siège social et autres : Les charges nettes du secteur Siège social et autres ont augmenté de 8 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, surtout en raison des frais financiers relatifs à l'acquisition de Terasen et des autres charges liées au siège social de Terasen pour un exercice complet en 2008 comparativement à un exercice partiel en 2007. L'augmentation reflète aussi la hausse des dividendes sur actions privilégiées attribuable à l'émission de 9,2 millions d'actions privilégiées de premier rang, série G au deuxième trimestre de 2008 pour un produit brut de 230 millions \$ et aux frais de développement des affaires plus importants. L'augmentation des charges nettes du secteur Siège social et autres a été en partie contrebalancée par une hausse du recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés et par les intérêts créditeurs plus élevés étant donné l'accroissement des prêts intersociétés. Le recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés de 2008 a profité de l'incidence de la réduction d'impôts de 2 millions \$ rattachée au règlement pour Terasen de questions fiscales s'appliquant à des périodes antérieures. Le recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés de 2007 avait baissé en raison de rajustements fiscaux liés à la répartition du prix d'achat et de l'incidence de la baisse des taux d'impôt futurs promulgués sur les bénéfices des sociétés.

En décembre 2008, la Société avait procédé, par voie d'appel public à l'épargne, à l'émission de 11,7 millions d'actions ordinaires pour un produit brut d'environ 300 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement de la dette à court terme contractée principalement pour régler la dette de 200 millions \$ de Terasen qui est arrivée à échéance le 1^{er} décembre 2008, de même qu'aux fins générales du siège social.

Perspectives : Bien qu'ils ne soient actuellement pas importants, les résultats financiers de TES sont aussi présentés dans le secteur Siège social et autres. TES prévoit intensifier ses activités dans la conception, la construction, la propriété et l'exploitation de systèmes d'énergie géothermique, de réseaux de conduites et de systèmes de transfert d'énergie collectifs aux fins d'assurer des sources d'énergie renouvelable. TES conclut avec des promoteurs des ententes visant à fournir des systèmes d'énergie thermique alternative destinés à des projets d'aménagement d'immeubles résidentiels et commerciaux en Colombie-Britannique. En octobre 2008, TES a signé une entente visant la construction d'un système centralisé de chauffage et de climatisation pour un nouveau projet communautaire sur les rives du lac Okanagan. TES sera propriétaire et exploitante de ce système d'énergie alternative. En décembre 2008, TES a signé une entente portant sur la construction et la gestion d'un système énergétique communautaire à Coquitlam, Colombie-Britannique. Les travaux devraient commencer à l'automne 2009 et le réseau devrait être en service dès 2011.

Faits saillants en matière de réglementation

La nature de la réglementation et un sommaire des principales décisions et demandes 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

Service public réglementé	Organisme de réglementation	Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisés (%)	Rendements autorisés (%)			Caractéristiques de soutien
			2007	2008	2009	
			RCP			
TGI	BCUC	35	8,37	8,62	8,47	Coût du service/RCP Mécanisme d'ÉTR jusqu'en 2009 : TGI : partage à parts égales du bénéfice supérieur ou inférieur au RCP autorisé
TGVI	BCUC	40	9,07	9,32	9,17	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	8,77	9,02	8,87	Coût du service/RCP Mécanisme d'ÉTR de 2009 à 2011 – 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	AUC	37	8,51	8,75	8,51 ¹⁾	Coût du service/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	8,60 +/- 50 points de base	8,95 +/- 50 points de base	8,95 +/- 50 points de base	Coût du service/RCP Formule d'ajustement automatique du RCP fondée sur le rendement des obligations à long terme du Canada Année témoin future
Maritime Electric	Island Regulatory and Appeals Commission (« IRAC »)	40	10,25	10,00	9,75	Coût du service/RCP Année témoin future
FortisOntario	CEO (Canadian Niagara Power) Contrat de concession (Cornwall Electric)	43,3 ²⁾	9,00	9,00	8,39	Canadian Niagara Power – Coût du service/RCP Cornwall Electric – Prix plafond avec transfert du coût des marchandises Année témoin future – à compter de 2009
			RAB			
Belize Electricity	Public Utilities Commission (« PUC »)	s.o.	10,00 – 15,00	10,00	10,00 ³⁾	Ententes de quatre ans à l'égard du coût du service et du RAB Des coûts additionnels en cas d'ouragan seraient reportés et la société pourrait en demander le recouvrement futur dans les tarifs imposés à la clientèle. Année témoin future
Caribbean Utilities	Electricity Regulatory Authority (« ERA »)	s.o.	15,00	9,00 – 11,00	9,00 – 11,00	Coût du service/ RAB Mécanisme d'ajustement des plafonds tarifaires en fonction des indices des prix à la consommation publiés En vertu des nouvelles licences, la société peut demander un tarif additionnel spécial à la clientèle dans l'éventualité d'un désastre, y compris un ouragan. 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 ⁴⁾	17,50 ⁴⁾	17,50 ⁴⁾	Coût du service/RAB Si le RAB réel est moins élevé que le RAB autorisé en raison de coûts additionnels découlant d'un ouragan ou d'un autre événement, la société peut demander une augmentation des tarifs de la clientèle pour l'année suivante. Année témoin future

¹⁾ RCP provisoire en attendant l'issue de l'instance générale sur les coûts en capital de 2009 de l'AUC

²⁾ Composante capitaux propres réputée autorisée de la structure du capital pour 2009. Pour 2008, la composante capitaux propres réputée autorisée de la structure du capital était composée à 46,7 % de capitaux propres ordinaires.

³⁾ Basé sur la décision finale de juin 2008 portant sur la demande tarifaire de Belize Electricity pour 2008/2009

⁴⁾ Chiffre prévu dans la licence. Les RAB réels atteints en 2007 et 2008 étaient inférieurs au RAB autorisé en vertu de la licence en raison des investissements importants faits par la société de services publics.

Principales décisions et demandes réglementaires

Service public réglementé	Description sommaire
TGI/TGVI	<ul style="list-style-type: none"> En décembre 2007, la BCUC a approuvé, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, divers tarifs pour TGI et TGVI, y compris à l'égard du coût des activités médianes et des tarifs de livraison à la clientèle résidentielle dans plusieurs zones de service. 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 % et à 9,32 % respectivement pour TGI et TGVI. Le 1^{er} avril 2008, l'organisme de réglementation a donné son approbation finale pour 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 à environ 200 millions \$. Chaque trimestre, TGI et TGVI passent en revue les prix du gaz naturel et du propane avec la BCUC afin d'assurer que les tarifs transférés aux clients suffisent à couvrir les coûts d'achat du gaz naturel et du propane. Avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008 et le 1^{er} juillet 2008, la BCUC a approuvé des augmentations des tarifs imposés à la clientèle de TGI pour le gaz naturel et le propane. Avec prise d'effet le 1^{er} octobre 2008, la BCUC a approuvé une diminution des tarifs facturés aux clients de TGI pour le gaz naturel. Les coûts du gaz naturel et du propane sont transférés aux clients sans majoration. En 2008, aucune modification des tarifs pour le gaz naturel et le propane n'a été apportée pour TGVI. En décembre 2008, la BCUC a approuvé, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, divers tarifs pour TGI et TGVI, y compris à l'égard du coût des activités médianes et des tarifs de livraison à la clientèle résidentielle dans plusieurs zones de service. Les tarifs approuvés reflètent aussi l'incidence de la baisse du RCP autorisé pour 2009 à 8,47 % et à 9,17 % respectivement pour TGI et TGVI, découlant de l'application des mécanismes d'ajustement automatique du RCP. Le prix du gaz naturel demeurera inchangé et le prix du propane sera réduit avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009. Au quatrième trimestre de 2008, TGI a déposé auprès de la BCUC une demande d'approbation d'importants travaux de restauration de certaines traversées submergées du pipeline de transport dans le bras sud de la rivière Fraser desservant Vancouver et Richmond. TGI prévoit obtenir l'approbation réglementaire de ce projet de 27 millions \$ au début de 2009 et finaliser le projet en 2010. TGI et TGVI préparent actuellement leurs demandes de tarifs pour 2010 qui devraient être déposées auprès de la BCUC au cours du deuxième trimestre de 2009. L'approbation des tarifs pour 2010 et les années suivantes par la BCUC sera nécessaire puisque les accords de règlement actuels fondés sur le rendement viennent à échéance à la fin de 2009. Dans le cadre du dépôt des demandes de tarifs, TGI et TGVI prévoient demander un examen de leur mécanisme général d'ajustement du RCP respectif actuel et de leur composante capitaux propres réputée de la structure du capital.
FortisBC	<ul style="list-style-type: none"> En décembre 2007, la BCUC a approuvé l'Accord de règlement négocié lié aux besoins de revenus pour 2008 qui s'est traduit par une augmentation des tarifs facturés aux clients de 2,9 %, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008. L'augmentation des tarifs découle principalement du programme de dépenses en immobilisations de la société. Les tarifs pour 2008 reflètent un RCP autorisé de 9,02 %. En avril 2008, la BCUC a approuvé une augmentation provisoire de 0,8 % des tarifs facturés aux clients de FortisBC, avec prise d'effet le 1^{er} mai 2008, par suite de la hausse provisoire des tarifs de BC Hydro, qui s'est traduite par une augmentation de 5,06 % des coûts de FortisBC pour l'achat d'électricité auprès de BC Hydro. En juin 2008, FortisBC a déposé son plan de dépenses en immobilisations brutes d'environ 193 millions \$ pour 2009 et 196 millions \$ pour 2010. En novembre 2008, la BCUC a rejeté les coûts relatifs au projet de remplacement de conducteurs en cuivre et au projet d'infrastructure de comptage améliorée compris dans le plan de dépenses en immobilisations pour 2009 et 2010. Ces projets auraient totalisé environ 21 millions \$ en 2009 et 27 millions \$ en 2010. En février 2009, la BCUC a rendu sa décision sur le plan de dépenses en immobilisations pour 2009 et 2010 de la société. Des dépenses en immobilisations brutes totalisant 165 millions \$ et 156 millions \$ ont été approuvées respectivement pour 2009 et 2010. Des dépenses en immobilisations de 16 millions \$ additionnels sont assujetties à d'autres processus réglementaires. En décembre 2008, la BCUC a approuvé la demande de besoins de revenus de la société pour 2009 qui s'est traduite par une augmentation générale des tarifs facturés aux clients de 4,6 %, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009. L'augmentation de tarifs découle principalement du programme de dépenses en immobilisations de la société et de la hausse des achats d'électricité entraînée par la croissance de la clientèle et de la demande d'électricité. Les tarifs pour 2009 reflètent un RCP autorisé de 8,87 % en raison de l'application du mécanisme d'ajustement automatique du RCP. L'approbation de la demande de besoins de revenus pour 2009 comprend aussi une prolongation du mécanisme d'ÉTR pour les exercices 2009 à 2011 selon des modalités semblables à celles du mécanisme d'ÉTR antérieur, sauf que les charges d'exploitation et d'entretien brutes annuelles, avant les coûts indirects capitalisés, seront établis au moyen d'une formule intégrant la croissance de la clientèle et l'inflation, c'est-à-dire l'indice des prix à la consommation (« IPC ») pour la Colombie-Britannique, moins un facteur d'amélioration de la productivité (« FAP ») de 3 % en 2009, 1,5 % en 2010 et 1,5 % en 2011. Si l'inflation dépassait 3 %, l'excédent devrait être ajouté au FAP, ce qui plafonne effectivement l'IPC à 3 %.
FortisAlberta	<ul style="list-style-type: none"> Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, FortisAlberta s'est retrouvée réglementée par l'AUC en raison de la scission de l'Alberta Energy and Utilities Board en deux organismes de réglementation distincts. En février 2008, l'Accord de règlement négocié portant sur les besoins de revenus pour 2008/2009 a été approuvé par l'organisme de réglementation, d'où les augmentations des tarifs 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 pour 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 autorisé, qui est passé à 8,75 % pour 2008, était assujettie au traitement relatif au compte de report et, à ce titre, a été constatée au fur et à mesure en 2008 et sera recouvrée dans les tarifs imposés à la clientèle en 2009.

Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

Service public réglementé	Description sommaire
FortisAlberta (suite)	<ul style="list-style-type: none"> En juin 2008, l'AUC a rendu une décision stipulant qu'il est approprié qu'une révision du RCP, du mécanisme d'ajustement et de la structure du capital de chaque société de services publics ait lieu dans le cadre d'une instance générale. En juillet 2008, l'AUC a publié son avis de demande d'audience, un document provisoire d'établissement de la portée de l'instance et les exigences minimales de dépôt à l'égard de l'instance générale sur les coûts en capital de 2009. L'instance s'applique à tous les services publics de gaz, d'électricité et d'exploitation de pipelines en Alberta qui sont réglementés par l'AUC. En novembre 2008, FortisAlberta a présenté sa preuve à l'égard de l'instance générale sur les coûts en capital de 2009 par suite de la requête de l'AUC. Une audience est prévue pour le deuxième trimestre de 2009. En décembre 2008, FortisAlberta a obtenu l'approbation réglementaire de ses tarifs de distribution pour 2009, qui lui permet de recouvrer les coûts de distribution approuvés. Cette approbation s'est traduite par une augmentation des tarifs de distribution de 8,6 % avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009. L'augmentation tarifaire est légèrement plus élevée que l'augmentation de 7,3 % envisagée dans l'Accord de règlement négocié pour 2008/2009 en raison du recouvrement reporté à 2009 dans les tarifs imposés à la clientèle de l'augmentation du RCP autorisé, à 8,75 % pour 2008. Les tarifs approuvés pour 2009 reflètent aussi l'incidence de la convention collective de la société qui a été conclue après l'approbation de l'Accord de règlement négocié pour 2008/2009. Comme l'y soumet l'AUC, la société continue d'utiliser pour 2009 le RCP autorisé pour 2007 de 8,51 % en attendant l'issue de l'instance générale sur les coûts en capital de 2009. FortisAlberta prévoit déposer une demande de besoins de revenus pour 2010 et 2011 au deuxième trimestre de 2009.
Newfoundland Power	<ul style="list-style-type: none"> En décembre 2007, le PUB a approuvé l'Accord de règlement négocié de la société lié à la demande tarifaire générale de 2008, ce qui a entraîné 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 et reflète l'incidence de la majoration du RCP autorisé pour 2008 à 8,95 %. L'approbation, par le PUB, de l'Accord de règlement négocié se traduit aussi, entre autres choses, 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 de 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 antérieurement reportée; iii) l'amortissement sur une période de trois à cinq ans de certains soldes reportés réglementaires; et 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. Avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2008, le PUB a approuvé une augmentation moyenne de 5,9 % des tarifs de l'électricité imposés à la clientèle, reflétant le transfert à la clientèle, au moyen du compte de stabilisation tarifaire, de la variation du coût du combustible utilisé pour produire l'électricité que Newfoundland Hydro vend à Newfoundland Power. L'augmentation des tarifs imposés à la clientèle n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice de Newfoundland Power en 2008. En novembre 2008, le PUB a approuvé, telle qu'elle a été déposée, la demande de budget d'immobilisations de la société pour 2009 d'environ 62 millions \$, à peu près la moitié des dépenses en immobilisations proposées ayant trait au remplacement de composantes âgées et détériorées du réseau d'électricité. Le RCP autorisé de la société demeure inchangé pour 2009 à 8,95 % et, par conséquent, aucune modification des tarifs de base imposés à la clientèle n'a été apportée pour 2009.
Maritime Electric	<ul style="list-style-type: none"> En janvier 2008, l'IRAC a approuvé, telle qu'elle a été déposée, une demande d'augmentation des tarifs d'électricité de base de 1,8 %, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008, et a approuvé un RCP maximal autorisé de 10,0 % pour 2008. En avril 2008, l'IRAC a ordonné que la période d'amortissement de douze mois du mécanisme d'ajustement du coût de l'électricité (« MACÉ ») soit ramenée à huit mois avec prise d'effet le 1^{er} mai 2008, ce qui se traduit par une augmentation du transfert dans les tarifs imposés à la clientèle du recouvrement du MACÉ sur une période d'amortissement plus courte. En septembre 2008, l'IRAC a approuvé, telle qu'elle a été déposée, une demande de modification d'environ 14 millions \$ de son budget d'immobilisations pour 2008 afin de refléter la construction d'une nouvelle ligne de transport pour faciliter l'expansion d'un développement éolien. Le projet est entièrement financé à même les apports de la clientèle. En novembre 2008, l'IRAC a approuvé, telle qu'elle a été déposée, la demande relative au budget d'immobilisations pour 2009 de la société, qui s'établit à environ 20 millions \$, avant les apports de la clientèle. En mars 2009, l'IRAC a approuvé la demande de tarifs de Maritime Electric pour 2009, laquelle entraînera une augmentation du montant des coûts qui devront être recouverts auprès de la clientèle dans la composante tarifs de base de la facturation, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2009. L'augmentation du coût de l'énergie de référence dans les tarifs de base, qui passe de 6,73 cents le kWh à 7,7 cents le kWh, donnera lieu à une diminution du montant des coûts de l'énergie qui devront être recouverts auprès de la clientèle du fait du MACÉ. En outre, l'IRAC a approuvé le report des coûts de l'énergie de remplacement relativement à la centrale nucléaire Pointe Lepreau pour 2009, de même que le prolongement de la période d'amortissement du MACÉ à douze mois, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2009. L'IRAC a en outre approuvé, telle qu'elle a été déposée, la demande de RCP maximal autorisé de 9,75 % pour 2009, en baisse par rapport au RCP autorisé de 10,00 % pour 2008. L'effet global sur les taux facturés aux clients pour 2009 sera une hausse de 5,3 % d'après une consommation moyenne de 650 kWh par mois.
FortisOntario	<ul style="list-style-type: none"> En mars 2008, la CEO a rendu sa décision relative à la demande portant sur le mécanisme tarifaire incitatif pour 2008 déposée par Canadian Niagara Power. Cette décision a entraîné une augmentation moyenne de 1,1 % des tarifs de distribution de l'électricité pour les activités à Fort Erie, Port Colborne et Gananoque, avec prise d'effet le 1^{er} mai 2008. L'augmentation comporte une hausse de 2,1 % tenant compte de l'inflation, en partie contrebalancée par une baisse de 1,0 % à titre d'ajustement de productivité. Aux termes du mécanisme tarifaire incitatif pour 2008, la structure du capital de Canadian Niagara Power pour 2008 est réputée comprendre 53,3 % de titres de créance et 46,7 % de capitaux propres, selon le plan de la CEO qui vise la modification de la structure du capital pour atteindre une composition à 60 % de titres de créance et à 40 % de capitaux propres sur une période de trois ans.

Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

Service public réglementé	Description sommaire
FortisOntario (suite)	<ul style="list-style-type: none"> Avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2008, les tarifs de détail de Cornwall Electric ont baissé d'environ 6,2 % en raison d'un nouveau contrat d'approvisionnement de gros en électricité de 11,5 ans négocié avec Marketing d'énergie Hydro-Québec Inc. par Cornwall Electric au nom de ses clients. La nouvelle entente à long terme remplace un contrat à court terme existant et garantit un approvisionnement fiable et la stabilité des tarifs. En août 2008, Canadian Niagara Power a déposé une demande portant sur le coût du service pour 2009 qui sollicitait un nouveau calcul des tarifs de distribution en fonction de l'année témoin future 2009. La demande tient compte d'une structure du capital qui est réputée comprendre 56,7 % de titres de créance et 43,3 % de capitaux propres, et, comme l'exige la CEO, qui reflète un RCP préliminaire de 8,39 %. La demande propose des augmentations des tarifs de distribution de 4,9 %, 9,4 % et 7,1 % respectivement pour Fort Erie, Gananoque et Port Colborne, avec prise d'effet le 1^{er} mai 2009. Les augmentations proposées tiennent compte principalement de l'incidence des mises à niveau du réseau de distribution. L'audience relative à la demande a commencé au cours du quatrième trimestre de 2008 et la société prévoit qu'une décision à l'égard de la demande sera rendue en avril 2009.
Belize Electricity	<ul style="list-style-type: none"> En mars 2008, le gouvernement nouvellement élu du Belize a abrogé les modifications apportées aux <i>Electricity (Tariffs, Charges and Quality of Services Standards) Bylaws</i> en décembre 2007. Ces modifications avaient simplifié la méthode d'établissement des tarifs de Belize Electricity, avaient permis une meilleure stabilisation tarifaire et avaient réglé des questions en instance liées à la décision finale de la PUC portant sur les tarifs de l'électricité pour la période du 1^{er} juillet 2007 au 30 juin 2008. En mars 2008, Belize Electricity a déposé une demande de relèvement de la composante coût de l'électricité du tarif moyen de l'électricité de 15 %, ou 6,5 cents BZ le kilowattheure (« kWh »), en raison de l'augmentation rapide du coût de l'électricité découlant de la hausse des prix du pétrole à l'échelle mondiale. La demande a été rejetée par la PUC qui a statué que, dans l'intérêt, une diminution des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations de la société permettrait d'atténuer l'incidence des coûts accrus de l'électricité sur les flux de trésorerie. Par ailleurs, la PUC a indiqué qu'elle reporterait son analyse détaillée des reports élevés de coûts de l'électricité dans le compte de stabilisation tarifaire en fonction du coût de l'électricité de Belize Electricity (« CSTCE ») jusqu'à l'instance de révision tarifaire annuelle pour la période tarifaire annuelle allant du 1^{er} juillet 2008 au 30 juin 2009. En avril 2008, Belize Electricity a déposé sa demande de révision tarifaire annuelle pour la période tarifaire annuelle allant du 1^{er} juillet 2008 au 30 juin 2009 (la « demande tarifaire pour 2008/2009 »), qui demandait une hausse de 13,4 % du tarif moyen de l'électricité, en raison de l'augmentation de la composante coût de l'électricité du tarif, et une augmentation du montant de récupération du CSTCE. En mai 2008, la PUC a rendu sa décision initiale portant sur la demande tarifaire de Belize Electricity pour 2008/2009. La décision initiale a rejeté toute augmentation du tarif moyen et a approuvé, entre autres éléments, un rajustement rétroactif du CSTCE de Belize Electricity. Cette dernière s'est objectée à la décision initiale, ce qui a entraîné une révision de la décision initiale par un expert indépendant nommé par la PUC. Le rapport de l'expert indépendant a réitéré plusieurs des inquiétudes de Belize Electricity à l'égard de la décision initiale. En juin 2008, la PUC a rendu sa décision finale à l'égard de la demande tarifaire de Belize Electricity pour 2008/2009, rejetant la plupart des recommandations de l'expert indépendant et ne prévoyant pas d'augmentation du tarif moyen général de l'électricité. La PUC a aussi ordonné un rajustement rétroactif de 36 millions \$ BZ lié aux résultats financiers de l'exercice précédent de Belize Electricity. En substance, le rajustement représentait le rejet de coûts de combustible et de l'électricité achetée engagés antérieurement. La PUC a aussi réduit le RAB autorisé cible de Belize Electricity, le faisant passer de 12 % à 10 % au moyen d'une réduction du volet DVA du tarif moyen de l'électricité. La décision finale se traduirait par la réduction de la quote-part de la Société du bénéfice de Belize Electricity d'environ 5 millions \$ sur une période de douze mois. La décision finale n'a pas d'incidence sur les activités de production non réglementées de la Société au Belize. Conséquence directe de la décision finale, Belize Electricity a comptabilisé une charge de 18 millions \$ (36 millions \$ BZ) (dont 13 millions \$ représentaient la quote-part de la Société) dans les coûts de l'approvisionnement énergétique au cours du deuxième trimestre de 2008. La décision finale proposait aussi l'utilisation d'un mécanisme automatique, qui sera finalisé par la PUC, pour rajuster mensuellement, avec un décalage de deux mois, la composante coût de l'électricité du tarif pour refléter les coûts réels de l'électricité. Le mécanisme d'ajustement automatique, qui était rétroactif avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2008, permet le recouvrement auprès de la clientèle, ou le remboursement à celle-ci, des coûts réels de l'électricité qui varient, par rapport au coût de référence de l'électricité, de plus d'un seuil de 10 %. En février 2009, la PUC a modifié la décision finale relative à la demande tarifaire pour 2008/2009 de Belize Electricity (la « modification »), en vigueur pour la période du 1^{er} janvier 2009 au 30 juin 2009. La modification prévoit une augmentation du volet DVA du tarif moyen de l'électricité permettant à Belize Electricity de toucher un RAB autorisé cible de 12 %, mais a aussi pour résultat de réduire la composante coût de l'électricité du tarif moyen d'électricité, du fait d'une baisse globale du coût de l'électricité. Par conséquent, la modification s'est traduite par une diminution globale du tarif moyen d'électricité, qui est passé de 44,1 cents BZ le kWh à 37,5 cents BZ le kWh. La modification prévoit aussi une baisse de la valeur de l'actif réglementaire sur laquelle le RAB autorisé est fondé, tout en augmentant les charges d'exploitation d'un montant équivalent, et une réduction de l'amortissement, des impôts et taxes et des droits ainsi que des besoins de revenus connexes. Les modifications apportées à la législation sur l'électricité par le gouvernement du Belize et la PUC, et la décision finale de juin 2008 et la modification, qui étaient fondées sur les lois modifiées, ont fait l'objet d'une contestation judiciaire par Belize Electricity dans le cadre de plusieurs instances. Le processus judiciaire se poursuit, donnant lieu à des décisions provisoires, des jugements et des appels. À l'heure actuelle, il est impossible de prédire quand ces instances s'achèveront et quelle en sera l'issue.

Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

Service public réglementé	Description sommaire
Caribbean Utilities	<ul style="list-style-type: none"> • En décembre 2007, Caribbean Utilities a conclu un accord de principe avec le gouvernement des îles Caïmans sur les conditions d'une nouvelle licence exclusive de transport et de distribution et d'une nouvelle licence non exclusive de production. • En avril 2008, les nouvelles licences ont été accordées. L'accord visant les nouvelles licences prévoit une libre concurrence pour la capacité de production future et la promotion générale des sources d'énergie renouvelable. La licence de transport et de distribution est en vigueur pour une période initiale de 20 ans, venant à échéance en avril 2028, et comporte une disposition de renouvellement automatique. La licence de production est en vigueur pour une période de 21,5 ans, venant à échéance en septembre 2029. Les conditions des nouvelles licences sont demeurées sensiblement les mêmes que celles de l'accord de principe. • Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, par suite de l'accord de principe et de l'attribution subséquente des nouvelles licences, les tarifs de base imposés à la clientèle ont été réduits de 3,25 %, la SRC liée aux ouragans a été éliminée, 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, et les tarifs de base ont été restructurés pour en retirer la totalité des coûts du combustible et des droits de licence qui sont maintenant transférés à la clientèle. La réduction des tarifs de base de 3,25 % a entraîné une baisse des produits annuels d'environ 2,1 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 SRC liée aux ouragans. Un nouveau facteur d'intégration des prix du combustible et du pétrole a aussi été mis en place afin d'assurer le transfert de la totalité des coûts du combustible et du pétrole à la clientèle. • Une fois appliquée 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 et à des ajustements chaque mois de juin suivant. Aux termes de la nouvelle licence de transport et de distribution, les tarifs de base seront rajustés au moyen d'un mécanisme comportant une formule fondée sur les IPC publiés, tenant ainsi compte de l'inflation. Ce mécanisme d'ajustement tarifaire est conçu pour maintenir le RAB autorisé de Caribbean Utilities dans une fourchette cible de 9 % à 11 %, en baisse par rapport au RAB autorisé de 15 % aux termes de l'ancienne licence. Dans sa version nouvellement modifiée, la loi intitulée <i>Electricity Regulatory Authority Law (2005 Revision)</i> prescrit la mise en place d'un processus concurrentiel d'appel d'offres devant relever de l'ERA pour la nouvelle capacité de production et le remplacement de la capacité de production mise au rancart. Le premier processus de libre concurrence en vertu de la nouvelle licence de production a commencé en mai 2008 par le dépôt d'une attestation de besoins par Caribbean Utilities visant l'installation d'une capacité de production additionnelle de 16 MW en 2011 et d'autant en 2012. Étant donné le ralentissement de la croissance économique, la société a avisé l'ERA qu'elle n'aura besoin de la capacité qu'un an plus tard. En mars 2009, l'ERA a approuvé l'attestation de besoins quant à une capacité de production de 16 MW pour 2012 et d'autant pour 2013. • En juillet 2008, Caribbean Utilities a lancé un appel officiel de manifestations d'intérêt auprès de développeurs éoliens agréés quant à un projet d'énergie éolienne pouvant atteindre 10 MW. L'ERA a appuyé cette démarche, et toute convention d'achat d'électricité ou licence de production en découlant sera assujettie à son approbation. • En juillet 2008, Caribbean Utilities a déposé auprès de l'organisme de réglementation un plan d'investissement en immobilisations (« PII ») de cinq ans totalisant 255 millions \$ US. • En décembre 2008, Caribbean Utilities a déposé auprès de l'organisme de réglementation un PII de cinq ans modifié en raison de la modification de la date de fin d'exercice de la société. Le PII modifié totalisait toujours 255 millions \$ US, y compris une tranche d'environ 72 millions \$ US liée à une nouvelle production qui devrait faire l'objet d'une demande. En janvier 2009, l'organisme de réglementation a demandé à la société un nouvel examen de ses dépenses en immobilisations autres que de production afin de tenir compte de la conjoncture économique actuelle et des prévisions de croissance à la baisse. Un PII modifié totalisant 246 millions \$ US a par la suite été soumis à l'ERA. Une décision à l'égard du PII modifié est attendue au cours du premier trimestre de 2009. • En janvier 2009, l'ERA a approuvé un nouveau tarif à l'égard des sources d'énergie renouvelable appartenant à la clientèle qui permettra aux clients sur Grand Caïman de brancher des systèmes d'énergie renouvelable au réseau de distribution de la société et de produire leur propre électricité à partir de sources d'énergie renouvelable tout en demeurant branchés au réseau de Caribbean Utilities. La société prévoit être en mesure de raccorder des clients au réseau avant la fin du premier trimestre de 2009.
Fortis Turks and Caicos	<ul style="list-style-type: none"> • En mai 2008, Fortis Turks and Caicos a obtenu l'approbation du gouvernement des îles Turks et Caicos permettant l'approvisionnement d'électricité de gros sous licence exclusive à Dellis Cay sur les îles Turks et Caicos. • En mars 2009, Fortis Turks and Caicos, dans son dépôt réglementaire annuel pour 2008, mettait l'accent sur le rendement de la société en 2008 et sur ses projets de dépenses en immobilisations liées à l'expansion pour 2009.

Situation financière consolidée

Le tableau qui suit présente les principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés de Fortis entre le 31 décembre 2008 et le 31 décembre 2007.

Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2008 et le 31 décembre 2007

Compte du bilan	Augmentation/ (diminution) (en millions \$)	Explication
Débiteurs	46	L'augmentation est principalement attribuable aux incidences des températures plus basses et à une hausse des coûts du gaz naturel facturés aux clients aux sociétés Terasen Gas en décembre 2008 par rapport à décembre 2007.
Actifs réglementaires à court et long terme	48	L'augmentation reflète le report des charges de l'AESO de 2008 à FortisAlberta, un accroissement du report des coûts liés aux avantages complémentaires de retraite et le report d'une hausse du coût du combustible et de l'électricité à Maritime Electric et à Caribbean Utilities. L'augmentation a été annulée en partie par une baisse du report des coûts du gaz naturel aux sociétés Terasen Gas et du coût du combustible et de l'électricité achetée à Belize Electricity. La diminution à Belize Electricity est liée à un rajustement de 18 millions \$ (36 millions \$ BZ) découlant d'une décision tarifaire réglementaire rendue en 2008.
Stocks	22	L'augmentation est surtout associée aux stocks de gaz naturel aux sociétés Terasen Gas en raison d'une hausse du prix moyen du gaz naturel en décembre 2008 en regard de décembre 2007.
Charges reportées et autres actifs	100	L'augmentation est due essentiellement au reclassement des actifs de production hydroélectrique de la société Exploits à partir des immobilisations de services publics au 31 décembre 2008. Elle est attribuable également aux 31 millions \$ de contributions faites par FortisAlberta à l'AESO pour des projets d'immobilisations de transport au cours de 2008 et à une augmentation des coûts reportés des régimes de retraite à prestations déterminées. Pour une analyse de la relation avec la société Exploits, consulter la rubrique « Éventualités » du présent rapport de gestion.
Actifs d'impôts futurs à long terme	17	L'augmentation est attribuable surtout aux recouvrements d'impôts futurs liés aux pertes de change latentes subies à la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains de la Société en raison de l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.
Immobilisations de services publics	619	L'augmentation a trait essentiellement aux 890 millions \$ investis dans les réseaux d'électricité et de gaz, ajoutés à l'effet de change dû à la conversion des immobilisations de services publics libellés en monnaie étrangère. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par les apports de la clientèle et l'amortissement pour 2008, et le reclassement des actifs de production hydroélectrique de la société Exploits dans les charges reportées et autres actifs au 31 décembre 2008.
Biens productifs	22	L'augmentation est liée principalement à l'acquisition de l'hôtel Fairmont Newfoundland en novembre 2008.
Écart d'acquisition	31	L'augmentation est surtout attribuable à l'effet de change dû à la conversion de l'écart d'acquisition libellé en dollars américains et à l'écart d'acquisition lié à l'investissement additionnel de la Société dans Caribbean Utilities par suite de la participation de la Société dans le placement de droits de Caribbean Utilities en août 2008. L'augmentation a été en partie compensée par une réduction de 6 millions \$ liée à la constatation en 2008 de l'avantage de pertes fiscales de Terasen se rapportant à des périodes antérieures à l'acquisition de Terasen par la Société.
Emprunts à court terme	(65)	La baisse découle principalement du remboursement d'emprunts à court terme par Maritime Electric et TGI à même le produit de l'émission de titres de créance à long terme.
Créditeurs et charges à payer	81	L'augmentation a trait essentiellement aux coûts du gaz naturel accrus à payer aux sociétés Terasen Gas en raison de la hausse de la consommation attribuable aux températures plus basses enregistrées en décembre 2008 par rapport à décembre 2007, conjugués aux créditeurs plus élevés à Maritime Electric en raison du calendrier des paiements des coûts de l'approvisionnement énergétique. L'augmentation a été compensée en partie par une baisse des montants dus à FortisAlberta en raison du calendrier des paiements à l'AESO pour les coûts de transport.
Impôts à payer	36	L'augmentation se rapporte surtout aux impôts liés aux comptes de report réglementaires des sociétés Terasen Gas, de même qu'au calendrier des paiements d'impôts sur les bénéfices et au cumul des impôts sur les bénéfices exigibles des sociétés Terasen Gas et de Newfoundland Power. L'augmentation a été en partie contrebalancée par un paiement d'environ 17 millions \$ lié au règlement de l'impôt sur les fiducies du Québec à Terasen.
Passifs réglementaires à court et à long terme	54	L'augmentation est attribuable au report, dans la dernière partie de 2008, de montants dus à des clients en raison d'une baisse du coût réel du gaz naturel aux sociétés Terasen Gas et d'une baisse du coût du combustible et de l'électricité achetée à Belize Electricity, par rapport aux montants récupérés dans les tarifs imposés à la clientèle, et à une hausse de la provision réglementaire pour coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux. L'augmentation a été contrebalancée en partie par un recul du passif au titre des produits non facturés à Newfoundland Power conformément aux taux d'amortissement approuvés par le PUB.
Crédits reportés	16	L'augmentation résulte principalement d'une hausse des passifs au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et avantages complémentaires de retraite.

Rapport de gestion

Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2008 et le 31 décembre 2007 (suite)

Compte du bilan	Augmentation/ (diminution) (en millions \$)	Explication
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	65	<p>L'augmentation découle principalement de l'émission de titres de créance à long terme et de l'effet de change dû à la conversion de la dette libellée en monnaie étrangère, en partie contrebalancés par une diminution nette des emprunts sur les facilités de crédit consenties, de même que par les échéances et les remboursements de dette prévus.</p> <p>Les émissions de titres de créance à long terme, surtout aux fins du remboursement d'emprunts en vertu des facilités de crédit consenties, d'emprunts à court terme et de titres de créance à long terme échus, ont consisté en un placement de débetures non garanties d'un capital de 250 millions \$ par TGI, un placement de débetures non garanties d'un capital de 250 millions \$ par TGVI, un placement de débetures de premier rang non garanties d'un capital de 100 millions \$ par FortisAlberta et une émission d'obligations hypothécaires de premier rang garanties d'un capital de 60 millions \$ par Maritime Electric.</p> <p>La diminution nette de 309 millions \$ des emprunts sur les facilités de crédit consenties est attribuable aux remboursements nets aux sociétés Terasen Gas et à la Société, en partie contrebalancés par des emprunts, montant net, à FortisAlberta et FortisBC.</p> <p>Les remboursements de dette prévus comprennent le remboursement de 188 millions \$ de la dette arrivée à échéance à TGI et de 200 millions \$ de la dette arrivée à échéance à Terasen Inc.</p>
Part des actionnaires sans contrôle	30	L'augmentation est principalement liée à l'effet de change dû à la conversion des montants libellés en monnaie étrangère de la part des actionnaires sans contrôle, de même qu'à la participation sans contrôle de la Société dans le placement de droits de 28 millions \$ US de Caribbean Utilities en août 2008. L'augmentation a été en partie contrebalancée par la participation sans contrôle de la Société dans la perte nette de l'exercice subie par Belize Electricity en 2008, qui découle principalement de la décision de la PUC à l'égard de la demande tarifaire de la société pour 2008/2009.
Capitaux propres	670	L'augmentation est attribuable à l'émission de 300 millions \$ d'actions ordinaires (291 millions \$ déduction faite des frais après impôts) et à l'émission de 230 millions \$ d'actions privilégiées (225 millions \$ déduction faite des frais après impôts), combinées au bénéfice net présenté pour 2008, déduction faite des dividendes sur actions ordinaires. Le reste de l'augmentation est lié à l'émission d'actions ordinaires en vertu des régimes d'achat d'actions, de réinvestissement des dividendes et d'options sur actions de la Société, et à une baisse de la perte au titre du cumul des autres éléments du résultat étendu.

Situation de trésorerie et sources de financement

Le tableau qui suit présente les sources et les affectations des flux de trésorerie de la Société en 2008, comparativement à 2007, et est suivi d'une analyse de la nature des écarts des flux de trésorerie par rapport à l'exercice précédent.

Sommaire des flux de trésorerie

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2008	2007	Écart
Trésorerie au début de l'exercice	58	41	17
Flux de trésorerie liés à ce qui suit :			
Activités d'exploitation	663	373	290
Activités d'investissement	(854)	(2 033)	1 179
Activités de financement	196	1 680	(1 484)
Effet de change sur les soldes de trésorerie	3	(3)	6
Trésorerie à la fin de l'exercice	66	58	8

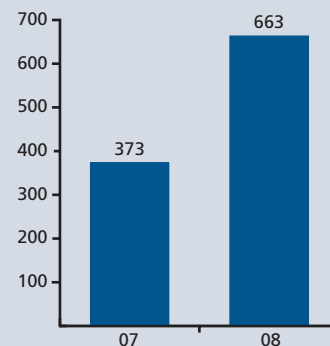
Activités d'exploitation : Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, après ajustements au fonds de roulement, pour 2008, se sont accrus de 290 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Une augmentation des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, après ajustements au fonds de roulement, de 380 millions \$ aux sociétés Terasen Gas s'est combinée à l'incidence de variables favorables du fonds de roulement à Newfoundland Power. Les sociétés Terasen Gas ont contribué aux résultats financiers de la Société pour un exercice complet en 2008 comparativement à un exercice partiel en 2007. L'augmentation a été annulée en partie par une baisse des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, après ajustements au fonds de roulement, à FortisAlberta. Toutefois, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation en 2007 à FortisAlberta reflétaient l'incidence favorable de la vente de montants

Rapport de gestion

dans le compte de report des charges de l'AESO de la société, des remboursements d'impôts sur les bénéfices des sociétés reçus et du calendrier des paiements des coûts de transport de l'AESO.

Activités d'investissement : Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2008 ont diminué d'environ 1,2 milliard \$ par rapport à l'exercice précédent. Toutefois, les activités d'investissement en 2007 comprenaient l'incidence d'un paiement au comptant d'environ 1,3 milliard \$ relatif à l'acquisition de Terasen en mai 2007 et l'acquisition pour environ 50 millions \$ du Delta Regina en août 2007. En excluant l'incidence de l'acquisition de Terasen et du Delta Regina en 2007, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 124 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Cette augmentation est le résultat des dépenses en immobilisations de services publics plus élevées et des variations des charges reportées, des autres actifs et des crédits reportés, en partie contrebalancées par une augmentation des apports reçus aux fins d'aide à la construction et une hausse du produit tiré de la vente d'immobilisations. En janvier 2008, TGI a reçu un produit de 14 millions \$ de la vente de terrains excédentaires en décembre 2007. Les activités d'investissement pour 2008 ont aussi compris l'acquisition pour environ 22 millions \$ de l'hôtel Fairmont Newfoundland en novembre 2008.

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



En 2008, les dépenses en immobilisations de services publics brutes se sont élevées à 890 millions \$, soit 100 millions \$ de plus qu'à l'exercice précédent. La hausse est liée surtout aux sociétés Terasen Gas et à FortisAlberta, et est atténuée par une baisse des dépenses en immobilisations à FortisBC. L'augmentation nette des flux de trésorerie affectés qui est attribuable à la variation des charges reportées, des autres actifs et des crédits reportés de 27 millions \$ est due aux contributions plus élevées de FortisAlberta aux projets d'immobilisations de transport de l'AESO. Les apports reçus aux fins d'aide à la construction en 2008 ont été de 12 millions \$ plus élevés qu'à l'exercice précédent, surtout aux sociétés Terasen Gas et à Maritime Electric, et ont été annulés en partie par une baisse des apports reçus à FortisAlberta.

Activités de financement : Les fonds provenant des activités de financement en 2008 ont été d'environ 1,5 milliard \$ moins élevés qu'à l'exercice précédent. Les activités de financement en 2007 comprenaient l'émission d'actions ordinaires, pour un produit brut de 1,15 milliard \$, visant le financement d'une partie importante du prix d'acquisition de Terasen. En excluant l'incidence du financement de l'acquisition de Terasen en 2007, les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont diminué de 382 millions \$ en 2008 comparativement à 2007. La diminution est attribuable principalement aux remboursements nets plus élevés des emprunts à court terme et des emprunts sur les facilités de crédit consenties, à une baisse du produit tiré de l'émission de titres de créance à long terme et aux remboursements plus élevés de la dette à long terme. La diminution a été compensée en partie par le produit net provenant de l'émission de 300 millions \$ d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2008 et de l'émission de 230 millions \$ d'actions privilégiées au deuxième trimestre de 2008, en regard du produit net tiré de l'émission de 150 millions \$ d'actions ordinaires au premier trimestre de 2007.

En 2008, il y a eu des remboursements nets des emprunts à court terme de 69 millions \$, alors qu'en 2007, il y avait eu un produit tiré des emprunts à court terme nets de 103 millions \$. Les remboursements nets faits en 2008 sont attribuables à Maritime Electric et aux sociétés Terasen Gas, au moyen d'une partie du produit provenant de l'émission de titres de créance à long terme en 2008.

Le produit de l'émission de titres de créance à long terme, déduction faite des frais d'émission, les remboursements de la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition, et les emprunts (remboursements), montant net, sur les facilités de crédit consenties pour 2008, comparés à ceux de 2007, sont résumés dans les tableaux qui suivent.

Produit de l'émission de titres de créance à long terme, déduction faite des frais d'émission

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2008	2007	Écart
Sociétés Terasen Gas	496 ¹⁾²⁾	250 ³⁾	246
FortisAlberta	99 ⁴⁾	110 ⁵⁾	(11)
FortisBC	–	104 ⁶⁾	(104)
Newfoundland Power	–	70 ⁷⁾	(70)
Maritime Electric	60 ⁸⁾	–	60
Caribbean Utilities	–	48 ⁹⁾	(48)
Siège social – Fortis Inc.	–	209 ¹⁰⁾	(209)
Divers	7	6	1
Total	662	797	(135)

¹⁾ Émission par TGVI, en février 2008, de débentures non garanties de premier rang à 6,05 % d'un capital de 250 millions \$, venant à échéance en février 2038. Le produit net a été affecté au remboursement des emprunts sur une facilité de crédit consentie.

²⁾ Émission par TGI, en mai 2008, de débentures-billets non garanties à moyen terme à 5,80 % d'un capital de 250 millions \$, venant à échéance en mai 2038. Le produit net a été principalement affecté au remboursement de débentures à 6,20 % d'un capital de 188 millions \$ arrivant à échéance et d'emprunts à court terme.

- ³⁾ Émission par TGI, en octobre 2007, de débetures-billets non garanties à moyen terme à 6,00 % d'un capital de 250 millions \$, venant à échéance en octobre 2037. Le produit net a été affecté au remboursement de 250 millions \$ de titres de créance à long terme à 6,50 % venus à échéance.
- ⁴⁾ Émission, en avril 2008, de débetures de premier rang non garanties à 5,85 % d'un capital de 100 millions \$, venant à échéance en avril 2038. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts sur une facilité de crédit consentie.
- ⁵⁾ Émission, en janvier 2007, de débetures de premier rang non garanties à 4,99 % d'un capital de 110 millions \$, venant à échéance en janvier 2047. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts sur une facilité de crédit consentie.
- ⁶⁾ Émission, en juillet 2007, de débetures non garanties de premier rang à 5,90 % d'un capital de 105 millions \$, venant à échéance en juillet 2047. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts sur une facilité de crédit consentie et aux fins générales du siège social, y compris les dépenses en immobilisations.
- ⁷⁾ Émission, en août 2007, d'obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement garanties à 5,90 % d'un capital de 70 millions \$, venant à échéance en août 2037. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts sur facilités de crédit consenties et d'obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement garanties à 11,875 %, d'un capital de 31,5 millions \$, venues à échéance.
- ⁸⁾ Émission, en avril 2008, d'obligations hypothécaires de premier rang garanties à 6,05 %, d'un capital de 60 millions \$, venant à échéance en avril 2038. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts à court terme.
- ⁹⁾ Émission, en juin 2007, de billets de premier rang non garantis à 5,65 % d'un capital de 30 millions \$ US, venant à échéance en juin 2022. Émis en novembre 2007, billets de premier rang non garantis à 5,65 % d'un capital de 10 millions \$ US, échéant en juin 2022. Le produit net a été affecté au remboursement de la dette et au financement des dépenses en immobilisations.
- ¹⁰⁾ Émis en septembre 2007, billets de premier rang non garantis à 6,60 % d'un capital de 200 millions \$ US, échéant en septembre 2037. Le produit net a été affecté surtout au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit consenties effectués pour l'acquisition de Terasen ainsi qu'aux fins générales du siège social.

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

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2008	2007	Écart
Sociétés Terasen Gas	(193)	(250)	57
Newfoundland Power	(5)	(36)	31
Caribbean Utilities	(11)	(18)	7
Fortis Generation – BECOL	–	(28)	28
Fortis Properties	(13)	(20)	7
Siège social – Terasen Inc.	(200)	–	(200)
Divers	(9)	(11)	2
Total	(431)	(363)	(68)

(Remboursements) emprunts, montant net, sur les facilités de crédit consenties

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2008	2007	Écart
Sociétés Terasen Gas	(261)	–	(261)
Fortis Alberta	101	(76)	177
Fortis BC	31	(21)	52
Newfoundland Power	(1)	(2)	1
Siège social	(179)	124 ¹⁾	(303)
Total	(309)	25	(334)

¹⁾ Les emprunts sur la facilité de crédit consentie de la Société au cours de 2007 avaient principalement trait au financement provisoire du reste du prix d'achat net au comptant de 125 millions \$ de Terasen, acquise le 17 mai 2007, en plus de certains coûts d'acquisition et frais d'émission d'actions ordinaires; au remboursement de certaines dettes à court terme prises en charge à l'acquisition de Terasen; au financement d'une partie importante du prix d'achat au comptant du Delta Regina, acquis en août 2007, et à l'appui des activités générales du siège social. Les emprunts sur la facilité de crédit ont été partiellement remboursés avec une partie du produit net tiré de l'émission de 150 millions \$ d'actions ordinaires et de l'émission de 200 millions \$ US de billets non garantis.

Les emprunts effectués par les services publics sur les facilités de crédit servent principalement aux programmes de dépenses en immobilisations de ces services publics ou à leurs besoins de fonds de roulement. Les remboursements sont surtout financés par l'émission de titres de créance à long terme ou faits à l'aide des flux de trésorerie d'exploitation. Le produit tiré de temps à autre des émissions d'actions privilégiées, d'actions ordinaires et de titres de créance à long terme est affecté au remboursement des emprunts faits sur la facilité de crédit consentie de la Société.

Le produit net tiré de l'émission d'actions ordinaires dans le cadre des régimes d'achat d'actions et d'options sur actions de la Société en 2008 s'est établi à 21 millions \$, contre 23 millions \$ en 2007. En décembre 2008, la Société avait procédé, par voie d'un appel public à l'épargne, à l'émission de 11,7 millions d'actions ordinaires pour un produit brut d'environ 300 millions \$ (287 millions \$ déduction faite des frais). Le produit net a été affecté au remboursement de la dette à court terme contractée notamment pour régler une dette de 200 millions \$ de Terasen qui est arrivée à échéance le 1^{er} décembre 2008, de même qu'aux fins générales du siège social. En mai 2007, la Société a émis sur le marché 44,3 millions d'actions ordinaires pour un produit brut d'environ 1,15 milliard \$ (1,1 milliard \$, déduction faite des frais), dans le but de financer une grande partie du prix d'achat net au comptant de Terasen. En janvier 2007, 5,17 millions d'actions ordinaires ont 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 partie du produit net tiré de l'émission d'actions ordinaires en janvier 2007 a été affectée au remboursement des emprunts effectués sur la facilité de crédit consentie de la Société. Le reste du produit net a servi à financer les besoins de 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 du siège social.

Rapport de gestion

Au cours du deuxième trimestre de 2008, la Société a procédé à l'émission de 9,2 millions d'actions privilégiées de premier rang, série G pour un produit brut d'environ 230 millions \$ (223 millions \$ déduction faite des frais). Le produit net a été affecté au remboursement de 170 millions \$ empruntés sur la facilité de crédit consentie de la Société, au financement des besoins en capitaux de FortisAlberta et des services publics d'électricité réglementés de la Société dans les Caraïbes de même qu'aux fins générales du siège social.

Les dividendes sur actions ordinaires se sont établis à 162 millions \$ pour 2008, en hausse de 34 millions \$ par rapport à 2007. La hausse reflète une augmentation du nombre d'actions ordinaires en circulation, attribuable surtout à l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de l'acquisition de Terasen en mai 2007, et à une hausse du dividende déclaré par action ordinaire par rapport à 2007. Le dividende déclaré par action ordinaire s'est établi à 1,01 \$ en 2008, comparativement à 0,88 \$ en 2007.

Les dividendes sur actions privilégiées ont augmenté de 8 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, en raison des dividendes associés aux actions privilégiées d'un capital de 230 millions \$ émises au cours du deuxième trimestre de 2008.

Obligations contractuelles : Le tableau suivant présente, au 31 décembre 2008, les obligations contractuelles consolidées pour les cinq prochains exercices et par la suite.

Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2008

(en millions \$)	Total	Moins d'un an	De un an à trois ans	De quatre à cinq ans	Plus de cinq ans
Dette à long terme ¹⁾	5 122	240	319	335	4 228
Poste de transformation Brilliant ²⁾	63	3	5	5	50
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz ³⁾	466	416	50	–	–
Obligations liées aux contrats d'achat d'électricité					
FortisBC ⁴⁾	2 829	40	76	78	2 635
FortisOntario ⁵⁾	561	45	94	99	323
Maritime Electric ⁶⁾	72	52	2	2	16
Belize Electricity ⁷⁾	16	4	4	2	6
Coût en capital ⁸⁾	400	16	41	41	302
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés ⁹⁾	62	4	7	6	45
Location de bureaux – FortisBC ¹⁰⁾	19	1	4	2	12
Obligations liées aux contrats de location-exploitation ¹¹⁾	166	18	33	29	86
Divers	25	4	10	6	5
Total	9 801	843	645	605	7 708

¹⁾ Au cours des exercices antérieurs, TGVI a bénéficié de prêts sans intérêt du gouvernement fédéral et du gouvernement provincial, respectivement de 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 emprunt subordonné 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 selon 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 2008, et TGVI devrait rembourser environ 8 millions \$ des prêts en 2009 (6 millions \$ en 2008). Au 31 décembre 2008, le solde des prêts gouvernementaux à rembourser s'établissait à 61 millions \$, dont 8 millions \$ étaient classés dans la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an. 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 poste de transformation Brilliant (« 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/CBT et est utilisé par la société en son nom et au nom de CPC/CBT. L'entente prévoit que FortisBC paiera à CPC/CBT une charge liée à la récupération du coût en capital du PTB et des 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 2008.

- ⁴⁾ Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC comprennent le contrat d'achat d'électricité Brilliant (« 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 du PTB, situé 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 un cycle de cinq ans de renouvellement des exigences de capacité de production.
- ⁵⁾ Les obligations d'achat d'électricité de FortisOntario comprennent principalement deux contrats d'achat ferme à long terme entre Cornwall Electric et Marketing d'énergie Hydro-Québec Inc. pour la fourniture d'électricité et de capacité. Le premier contrat prévoit la fourniture d'environ 237 GWh d'énergie par année et jusqu'à 45 MW de capacité en tout temps. Le deuxième contrat, qui vise à combler le reste des besoins d'énergie de Cornwall Electric, prévoit la fourniture de 100 MW de capacité et d'énergie, et la fourniture d'au moins 300 GWh d'énergie par année de contrat. Les deux contrats arrivent à échéance en décembre 2019.
- ⁶⁾ Maritime Electric détient deux contrats d'achat ferme pour l'achat de capacité ou d'énergie. Ces contrats totalisent environ 72 millions \$ et expirent le 30 novembre 2032. Le contrat d'achat avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») prévoit, entre autres, la fourniture de l'énergie et de la capacité de remplacement pendant l'interruption de service pour la remise en état de la centrale nucléaire Pointe Lepreau d'Énergie NB. L'autre contrat d'achat ferme vise à permettre à Maritime Electric de réserver 30 MW de capacité de transport vers les États-Unis sur la nouvelle International Power Line.
- 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, entré en vigueur 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 décembre 2010 et visant la fourniture de 50 MW de puissance garantie et d'énergie connexe. Belize Electricity a aussi conclu deux contrats d'achat d'électricité de 15 ans avec Belize Cogeneration Energy Limited (« Belcogen ») et Belize Aquaculture Limited qui prévoient la fourniture respectivement d'environ 14 MW de capacité et jusqu'à 15 MW de capacité. Comme les centrales ne sont pas encore raccordées au réseau électrique, les obligations liées aux contrats d'achat d'électricité avec Belcogen et Belize Aquaculture Limited n'ont pas été incluses 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 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.
- 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 2013 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 sujets 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.

Autres obligations contractuelles : Caribbean Utilities a un contrat d'approvisionnement en combustible principal auprès d'un important fournisseur auprès duquel la société s'est engagée à acheter 80 % du combustible dont la société a besoin pour alimenter sa centrale au diesel. Le contrat, d'une durée de trois ans, arrive à échéance en avril 2010. La société doit encore acheter, pour chacune des périodes de douze mois terminées le 31 décembre, les quantités approximatives suivantes, en millions de gallons impériaux : 2009 – 27 et 2010 – 9.

Fortis Turks and Caicos a un contrat renouvelable auprès d'un important fournisseur pour combler tous ses besoins de combustible diesel associés à la production d'électricité. En vertu de ce contrat, les besoins de combustible sont d'environ 12 millions de gallons impériaux par année.

Capitalisation des régimes de retraite : Au 31 décembre 2008, la juste valeur des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées consolidés de la Société s'établissait à 579 millions \$ comparativement à 674 millions \$ au 31 décembre 2007, soit une baisse de 14 % de la valeur des actifs. Pour en savoir plus sur la nature des variations de la juste valeur des actifs des régimes, se reporter à la note 20 des états financiers consolidés de 2008 de la Société. La baisse de la juste valeur des actifs des régimes de retraite en 2008 est attribuable principalement aux conditions défavorables du marché au cours de l'exercice.

Rapport de gestion

La baisse de la juste valeur des actifs des régimes de retraite devrait amener une augmentation des obligations de capitalisation futures des régimes de retraite à prestations déterminées consolidés de la Société. Le montant de l'augmentation ne pourra être établi qu'une fois terminées les prochaines évaluations actuarielles; dans le cas de Newfoundland Power, de la Société et d'un des régimes de retraite à prestations déterminées de Terasen, la prochaine évaluation est prévue pour 2009 et sera en date du 31 décembre 2008. Les prochaines évaluations actuarielles des autres régimes de retraite à prestations déterminées importants n'auront pas lieu avant décembre 2009 et décembre 2010.

Fortis prévoit que toute obligation de capitalisation additionnelle des régimes de retraite à prestations déterminées sera financée surtout au moyen d'une combinaison de flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et des montants disponibles en vertu des facilités de crédit existantes.

Selon les plus récentes évaluations actuarielles, les cotisations requises aux fins de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées devraient totaliser environ 17 millions \$ pour 2009 et 12 millions \$ pour 2010. Les conclusions des évaluations actuarielles au 31 décembre 2008 auront une incidence sur ces niveaux de cotisations.

Structure du capital : Les activités principales de la Société, les services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité, nécessitent un accès constant à des capitaux pour permettre aux entreprises de services publics de financer l'entretien et l'expansion de leurs réseaux. Fortis contracte des dettes au niveau de ses filiales afin d'assurer que leurs activités réglementées sont transparentes et fiscalement efficaces et qu'elles disposent d'une source de financement souple. Afin de préserver cet accès aux capitaux, la Société vise à maintenir une structure du capital à long terme consolidée composée d'environ 40 % de capitaux propres, y compris les actions privilégiées, et d'environ 60 % de titres de créance, ainsi que des notes de solvabilité propres à attirer les investisseurs. Chaque entreprise de services publics réglementés de la Société maintient la structure du capital qui lui est propre et qui est conforme à la structure du capital réputée qui est reflétée dans les tarifs imposés à la clientèle de l'entreprise de services publics.

La structure du capital consolidée de Fortis se présente comme suit :

Structure du capital

Aux 31 décembre	2008		2007	
	(en millions \$)	(%)	(en millions \$)	(%)
Total de la dette et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (déduction faite de la trésorerie) ¹⁾	5 468	59,5	5 476	64,3
Actions privilégiées ²⁾	667	7,3	442	5,2
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	3 046	33,2	2 601	30,5
Total	9 181	100,0	8 519	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

L'amélioration de la structure du capital depuis le 31 décembre 2007 découle principalement d'une émission d'actions ordinaires d'un capital de 300 millions \$ (291 millions \$ déduction faite des frais après impôts) en décembre 2008 et d'une émission d'actions privilégiées d'un capital de 230 millions \$ (225 millions \$ déduction faite des frais après impôts) au deuxième trimestre de 2008. La structure du capital a aussi profité de l'incidence favorable du bénéfice net attribuable aux actions ordinaires, déduction faite des dividendes sur actions ordinaires de 83 millions \$ en 2008.

Les notes de la Société se présentent comme suit :

Standard & Poor's (« S&P »)	A- (note à long terme de la Société et des titres de créance non garantis)
DBRS	BBB (élevé) (note des titres de créance non garantis)

Au cours du quatrième trimestre de 2008, S&P et DBRS ont confirmé les notes des titres de créance non garantis de la Société. Les notes reflètent la diversité des activités de Fortis, la nature autonome et la séparation financière de chaque filiale réglementée de Fortis, l'engagement de la direction à contenir les niveaux d'endettement au niveau de la société de portefeuille et l'effort soutenu de la Société à faire l'acquisition de services publics réglementés stables.

Programme de dépenses en immobilisations : Les services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité, qui constituent l'activité principale de la Société, se caractérisent par leurs grands besoins de capitaux. Des investissements dans l'infrastructure sont nécessaires pour assurer le rendement continu et amélioré, ainsi que la fiabilité et la sécurité des réseaux de gaz et d'électricité, et pour répondre aux besoins de la clientèle croissante. Tous les coûts considérés comme des coûts de maintenance et de réparation sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Les coûts de remplacement, de mise à niveau et d'amélioration des immobilisations sont capitalisés lorsqu'ils sont engagés. En 2008, des charges d'environ 94 millions \$ ont été engagées pour l'entretien et les réparations, comparativement à environ 87 millions \$ en 2007. L'augmentation par rapport à l'exercice précédent est attribuable dans une large mesure à l'inclusion des résultats financiers des sociétés Terasen Gas pour un exercice complet en 2008.

Rapport de gestion

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2008 se sont établies à 904 millions \$, ce qui est comparable à l'estimation pour 2008 présentée le 31 décembre 2007.

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

Dépenses en immobilisations brutes

Exercice terminé le 31 décembre 2008

(en millions \$)	Sociétés		Fortis BC ¹⁾	Newfoundland Power ¹⁾	Autres services publics réglementés au Canada ¹⁾	Total – Services publics régle- mentés au Canada	Services publics régle- mentés dans les Caraïbes	Services publics non régle- mentés ³⁾	Fortis Properties	Total ⁴⁾
	Terasen Gas ¹⁾	Fortis Alberta ¹⁾²⁾								
Production	–	–	16	5	2	23	37	18	–	78
Transport	93	–	47	6	14	160	16	–	–	176
Distribution	108	220	37	48	27	440	43	–	–	483
Installations, matériel, véhicules et divers	4	41	7	4	2	58	13	10	14	95
Technologies de l'information	15	41	10	4	1	71	1	–	–	72
Total	220	302	117	67	46	752	110	28	14	904

¹⁾ Comprend les coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux qui sont admissibles dans la base tarifaire

²⁾ Compte non tenu de paiements de 31 millions \$ versés à l'AESO au titre des investissements dans des projets d'immobilisations de transport

³⁾ Comprend les dépenses en immobilisations des activités de production non réglementées, des services publics de gaz non réglementés et du siège social

⁴⁾ Comprend les dépenses liées aux actifs en construction

Les dépenses en immobilisations brutes consolidées pour 2009 devraient avoisiner 1 milliard \$. 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, y compris la situation économique, 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 prévues pour 2009 par secteur et par catégorie d'actifs.

Dépenses en immobilisations brutes prévues

Exercice se terminant le 31 décembre 2009

(en millions \$)	Sociétés		Fortis BC ¹⁾	Newfoundland Power ¹⁾	Autres services publics réglementés au Canada ¹⁾	Total – Services publics régle- mentés au Canada	Services publics régle- mentés dans les Caraïbes	Services publics non régle- mentés ³⁾	Fortis Properties	Total ⁴⁾
	Terasen Gas ¹⁾	Fortis Alberta ²⁾								
Production	–	–	22	10	3	35	43	34	–	112
Transport	160	–	66	5	2	233	17	–	–	250
Distribution	87	186	37	42	26	378	36	1	–	415
Installations, matériel, véhicules et divers	8	22	7	4	1	42	19	21	33	115
Technologies de l'information	32	84	10	4	2	132	3	–	–	135
Total	287	292	142	65	34	820	118	56	33	1 027

¹⁾ Comprend les coûts prévus d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux qui sont admissibles dans la base tarifaire

²⁾ Compte non tenu de paiements prévus de 31 millions \$ devant être versés à l'AESO au titre des investissements dans des projets d'immobilisations de transport

³⁾ Comprend les dépenses en immobilisations prévues des activités de production non réglementées, des services publics de gaz non réglementés et du siège social

⁴⁾ Comprend les dépenses prévues liées aux actifs en construction

Rapport de gestion

La répartition en pourcentage des dépenses en immobilisations brutes réelles pour 2008 et prévues en 2009 entre la croissance, le maintien et les autres utilisations est la suivante :

Dépenses en immobilisations brutes

Exercice terminé le 31 décembre

(%)	Dépenses réelles 2008	Dépenses prévues 2009
Croissance	49	45
Maintien ¹⁾	33	31
Autres utilisations ²⁾	18	24
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 et des actifs de transport et de distribution.

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

Un sommaire des principaux projets de dépenses en immobilisations pour 2008 et 2009 est présenté dans le tableau qui suit.

Principaux projets d'immobilisations

(en millions \$)

Société	Nature du projet	Coûts réels 2008 ¹⁾	Coûts prévus 2009 ¹⁾	Coûts prévus d'achèvement après 2009 ¹⁾	Année d'achèvement prévue
Sociétés Terasen Gas	Installation de stockage de gaz naturel liquéfié – île de Vancouver	47	74	93	2011
	Tronçon pipelinier reliant Squamish et Whistler et conversion au gaz naturel	13	16	–	2009
	Système d'information sur la clientèle	–	14 ²⁾	– ²⁾	– ²⁾
	Projet d'infrastructure Gateway	–	15	15	2010
	Projet de restauration des berges sud et du bras sud du fleuve Fraser	1	25	1	2010
FortisAlberta	Infrastructure de comptage automatisé	17	73	27	2010
FortisBC	Projet de renforcement de la ligne de transport d'Okanagan	3	32	100	2011
	Sous-stations nouvelles et lignes de transport connexes	27	16	73	2013
	Programme de mise à niveau et de prolongation de durée de vie des actifs de production	11	14	39	2012
Caribbean Utilities	Nouvelle unité de production au diesel de 16 MW	8	21	–	2009
Activités non-réglées – Fortis Generation	Centrale hydroélectrique de 19 MW à Vaca, au Belize	18	34	–	À compter de 2010
Fortis Properties	Agrandissement du Holiday Inn Express Kelowna	2	12	–	À compter de 2010

¹⁾ Comprend l'attribution des fonds utilisés pendant la construction.

²⁾ Le coût total et le calendrier du projet sont sous réserve d'une approbation réglementaire. Une demande d'approbation du projet devrait être faite en 2009.

En avril 2008, TGV I a reçu de la BCUC l'approbation de commencer la phase d'ingénierie-provisionnement-construction (« IAC ») de l'installation de stockage de gaz naturel liquéfié (« GNL ») sur l'île de Vancouver dont les coûts estimatifs totalisent environ 200 millions \$. Ainsi, la société a conclu un contrat d'IAC avec un tiers pour la construction de l'installation. Le contrat comprend un montant d'environ 55 millions \$ à être payé en dollars américains. TGV I a donc conclu un contrat d'achat à terme de dollars américains de trois ans, qui atténuera les effets du change pour la portion en dollars américains du contrat d'IAC. Les travaux de construction ont été entrepris à l'installation de stockage de gaz naturel liquéfié au cours du deuxième trimestre de 2008 et devraient se terminer à la fin de 2011.

Les travaux de construction par TGV I d'un tronçon de 50 kilomètres de pipeline reliant Squamish et Whistler se sont poursuivis et, au 31 décembre 2008, environ 49 kilomètres avaient été construits. Les travaux de construction du tronçon devaient initialement être terminés avant l'été 2008, mais la date d'achèvement a été repoussée à avril 2009, soit plus tard qu'initialement prévu, en raison de modifications que la société a été contrainte d'apporter au plan d'ordonnement de la construction du pipeline qui sont attribuables au projet d'amélioration de l'autoroute Sea-to-Sky (« projet d'autoroute ») du gouvernement de la Colombie-Britannique. Le pipeline est construit en même temps que le projet d'autoroute et le tracé pipelinier traverse une grande partie de l'emprise de l'autoroute. À l'achèvement du pipeline, la société convertira la Resort Municipality of Whistler du propane au gaz naturel au cours du printemps et de l'été 2009. On estime à environ 51 millions \$ le coût total de la construction du tronçon pipelinier et de la conversion au gaz naturel.

TGI examine actuellement les ententes de services clients existantes avec son impartiteur afin de s'assurer que les besoins des clients seront comblés dans l'avenir. TGI prévoit déposer plus tard en 2009 une demande auprès de la BCUC quant à l'approbation et au financement du projet de développement d'un nouveau système d'information sur la clientèle pour lequel les dépenses en immobilisations sont estimées à 14 millions \$ pour 2009.

En raison de l'initiative Gateway du gouvernement de la Colombie-Britannique, un programme d'infrastructure régional visant à améliorer la circulation des personnes et le transit des marchandises dans la région du grand Vancouver, TGI devra déplacer une partie de son réseau pipelinier. Les dépenses d'immobilisations totales du projet, qui devraient être complètement financées par le gouvernement de la Colombie-Britannique, sont estimées à environ 30 millions \$, dont 15 millions \$ devraient être engagés en 2009.

Au quatrième trimestre de 2008, TGI a déposé auprès de la BCUC une demande d'approbation d'importants travaux de restauration de certaines traversées submergées du pipeline de transport dans le bras sud de la rivière Fraser desservant Vancouver et Richmond. TGI prévoit obtenir l'approbation pour ce projet au début de 2009 en vue de son achèvement en 2010. On prévoit que le coût en capital total du projet s'élèvera à environ 27 millions \$.

Au cours du troisième trimestre de 2008, FortisAlberta a entamé la deuxième phase de remplacement des compteurs traditionnels par la nouvelle infrastructure de comptage automatisé. Cette phase fait partie d'un projet global de 124 millions \$ visant à convertir tous les compteurs de FortisAlberta à la technologie d'infrastructure de comptage automatisé sur une période de quatre ans qui a commencé en 2007.

En octobre 2008, la BCUC a approuvé le projet de renforcement de la ligne de transport d'Okanagan de 141 millions \$, qui était proposé dans le plan de dépenses en immobilisations de FortisBC pour 2009 et 2010. Le projet a trait à la mise à niveau de la ligne de transport aérienne existante, qui passera de 161 kilovolts (« kV ») à 230 kV du lac Vaseux à Oliver et Penticton, et à la construction d'une nouvelle ligne de transport de 230 kV du lac Vaseux à Penticton et d'une sous-station. FortisBC prévoit que la construction du projet commencera au printemps 2009 pour se terminer en 2011.

En 2008, FortisBC a continué la construction d'un certain nombre de nouvelles sous-stations et des lignes de transport connexes. Environ 82 % des dépenses en immobilisations après 2009 liées à ce projet sont sous réserve d'une approbation réglementaire.

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 2012. Environ 57 % des dépenses en immobilisations après 2009 liées à ce projet sont sous réserve d'une approbation réglementaire.

En avril 2008, Caribbean Utilities a conclu un accord portant sur l'achat d'un groupe diesel de 16 MW et de l'équipement connexe auprès d'un fournisseur d'Allemagne pour environ 24 millions \$ US, sur 2008/2009. Les travaux d'aménagement de la centrale devraient être terminés en septembre 2009.

En 2008, la construction s'est poursuivie à Vaca, sur la rivière Macal, au Belize, d'une centrale hydroélectrique de 19 MW au coût de 53 millions \$ US. 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. Cette centrale devrait être mise en service au début de 2010, soit un peu plus tard que l'échéance initialement prévue en raison de retards liés à la main-d'œuvre et aux conditions climatiques.

Vers la fin de 2008, Fortis Properties a commencé les travaux d'agrandissement de l'hôtel Holiday Inn Kelowna qui comprennent l'ajout de 70 chambres et de 4 000 pieds carrés de salles de réunion. On prévoit que l'agrandissement sera achevé d'ici janvier 2010 pour un coût en capital totalisant environ 14 millions \$.

Au cours des cinq prochains exercices, les dépenses en immobilisations consolidées brutes devraient atteindre environ 4,5 milliards \$. Des dépenses en immobilisations d'environ 3,1 milliards \$ devraient être engagées par les services publics réglementés d'électricité, soit FortisAlberta, FortisBC et les activités de services publics réglementés de la Société dans les Caraïbes. Environ 1,2 milliard \$ devraient être engagés par les services publics réglementés de gaz. Les dépenses en immobilisations des services publics réglementés sont assujetties à une approbation réglementaire. Les dépenses en immobilisations des services non réglementés devraient totaliser autour de 200 millions \$ pour la même période.

Besoins de flux de trésorerie : À l'échelle des filiales d'exploitation, il est prévu que les charges d'exploitation et les intérêts débiteurs seront, de façon générale, payés à même les flux de trésorerie d'exploitation des filiales, ainsi qu'à l'aide, selon divers ordres de grandeur, des flux de trésorerie résiduels disponibles pour les dépenses en immobilisations des filiales et/ou pour les versements de dividendes à Fortis. Des emprunts sur les facilités de crédit peuvent devoir être faits de temps à autre pour répondre aux besoins saisonniers de fonds de roulement. On prévoit également que les programmes de dépenses en immobilisations des filiales seront financés par une combinaison d'emprunts sur les facilités de crédit, d'injections de capitaux propres par Fortis et d'émissions de titres de créance à long terme.

La capacité de la Société d'assurer le service de sa dette ainsi que de verser des dividendes sur ses actions ordinaires et privilégiées est tributaire des résultats financiers des filiales d'exploitation et des paiements au comptant connexes provenant de ces filiales. Certaines filiales réglementées pourraient subir des contraintes pouvant restreindre leur capacité de faire des distributions en espèces à Fortis. Les besoins de liquidités de Fortis pour soutenir les programmes de dépenses en immobilisations des filiales et pour financer des acquisitions devraient provenir d'une combinaison d'emprunts sur la facilité de crédit consentie de Fortis et du produit de l'émission d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et de titres de créance à long terme. Selon le moment de réception des paiements au comptant des filiales, il peut arriver que la Société fasse des emprunts sur sa facilité de crédit consentie afin de soutenir le service de la dette et le versement des dividendes.

La Société ne prévoit pas de baisse importante des flux de trésorerie d'exploitation de ses filiales en 2009 malgré la perspective d'un ralentissement économique mondial continu. Les filiales prévoient être en mesure d'obtenir les fonds nécessaires au financement de leurs programmes de dépenses en immobilisations de 2009.

La direction prévoit que les échéances et les remboursements de la dette à long terme consolidée se chiffreront à environ 240 millions \$ en 2009 pour une moyenne d'environ 180 millions \$ annuellement au cours des cinq prochains exercices. Les facilités de crédit disponibles, comme il est expliqué plus en détail ci-après, jumelées aux montants restreints des échéances et remboursements de dettes à long terme donneront à la Société et à ses filiales la flexibilité de choisir le moment des appels aux marchés financiers. Pour en savoir plus sur le risque lié aux sources de financement et à la situation de trésorerie, voir la rubrique « Gestion du risque d'affaires – Ressources en capital et risque d'illiquidité » du présent rapport de gestion.

Par suite de la décision finale de l'organisme de réglementation portant sur la demande de tarif pour 2008/2009 de Belize Electricity, cette dernière ne respecte pas certaines clauses restrictives de sa dette qui lui imposent des ratios financiers à l'égard des prêts contractés auprès de la Banque internationale pour la reconstruction et le développement et la Banque de développement des Caraïbes totalisant 11 millions \$ (18 millions \$ BZ) au 31 décembre 2008. La société a avisé les prêteurs de cette situation et elle a demandé les dispenses appropriées. Belize Electricity ne respecte pas non plus certaines clauses restrictives de sa dette, ce qui l'empêche de contracter de nouvelles dettes ou de déclarer des dividendes.

Par suite de la promulgation d'une loi en 2008 par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador visant l'expropriation de la plupart des actifs d'Abitibi-Consolidated, situés à Terre-Neuve, la société Exploits est en situation de défaut potentiel à l'égard d'un prêt à terme de 61 millions \$. La société Exploits est détenue à 51 % par Fortis Properties et à 49 % par Abitibi-Consolidated. Le prêt à terme, qui est sans recours contre Fortis, a été reclassé dans la tranche échéant à moins d'un an de la dette à long terme du bilan consolidé au 31 décembre 2008. Pour plus de renseignements sur la société Exploits, voir la rubrique « Estimations comptables critiques – Éventualités » du présent rapport de gestion.

Au 31 décembre 2008, Fortis et ses filiales, à l'exception de Belize Electricity et de la dette rattachée à la société Exploits décrite plus haut, respectaient leurs clauses restrictives et devraient continuer de le faire en 2009.

Facilités de crédit : Au 31 décembre 2008, Fortis et ses filiales avaient des facilités de crédit consolidées de 2,2 milliards \$, dont environ 1,5 milliard \$ étaient inutilisés, y compris 568 millions \$ inutilisés sur la facilité de crédit renouvelable consentie de 600 millions \$ de la Société. Les facilités de crédit sont presque en totalité contractées auprès des sept plus importantes banques canadiennes, aucune banque ne représentant plus de 25 % de ces facilités.

Une tranche d'environ 2,0 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités consenties, dont la majeure partie vient à échéance entre 2011 et 2013.

Rapport de gestion

FortisBC prévoit qu'en 2009 la durée de sa facilité de crédit renouvelable consentie de 364 jours, de 100 millions \$, sera prolongée d'une année au-delà de son échéance initiale de mai 2009. Terasen Inc. prévoit renouveler sa facilité de crédit renouvelable consentie de 100 millions \$ qui arrive à échéance en mai 2009. En mars 2009, Maritime Electric a renégocié sa facilité de crédit à vue de 50 millions \$ et l'a convertie en facilité de crédit consentie renouvelable de 364 jours.

Le coût des facilités de crédit renouvelées et prorogées pourrait augmenter en raison de la situation économique actuelle et du resserrement des marchés du crédit. Toutefois, toute hausse des intérêts débiteurs ou des frais ne devrait pas avoir d'incidence financière importante sur la Société et ses filiales en 2009 puisque la majeure partie des facilités de crédit consenties ont des échéances au-delà de 2009.

Le sommaire qui suit présente les facilités de crédit de la Société et de ses filiales.

Facilités de crédit

Aux 31 décembre (en millions \$)	Siège social et autres	Services publics réglementés	Fortis Properties	Total 2008	Total 2007
Total des facilités de crédit	715	1 500	13	2 228	2 234
Facilités de crédit utilisées :					
Emprunts à court terme	–	(410)	–	(410)	(475)
Dette à long terme	(32)	(192)	–	(224)	(530)
Lettres de crédit en cours	(1)	(102)	(1)	(104)	(159)
Facilités de crédit disponibles	682	796	12	1 490	1 070

Aux 31 décembre 2008 et 2007, certains emprunts sur les facilités de crédit de la Société et de ses filiales ont été classés dans la dette à long terme. Ces emprunts ont été effectués sur les 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 variations importantes du total des facilités de crédit entre le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2008 sont décrites ci-après. Pour connaître la nature des facilités de crédit en cours au 31 décembre 2008 et les conditions qui s'y rattachent, voir la note 26 afférente aux états financiers consolidés de 2008.

Siège social et autres

Des lettres de crédit antérieurement en cours de Terasen Inc. d'un montant de 50 millions \$, qui étaient liées à son ancienne entreprise de transport de pétrole et garanties par une lettre de crédit fournie par l'ancienne société mère de Terasen Inc., ont été annulées au cours du deuxième trimestre de 2008.

Services publics réglementés

En avril 2008, FortisBC a renégocié et modifié sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 150 millions \$, afin de repousser l'échéance d'une portion de 50 millions \$ de mai 2010 à mai 2011, et celle d'une portion de 100 millions \$, de mai 2008 à mai 2009. 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.

En avril 2008, Maritime Electric a remboursé la totalité de ses emprunts sur sa facilité de crédit non garantie de 25 millions \$ à même une partie du produit d'une émission d'obligations de 60 millions \$. La facilité de crédit est arrivée à échéance en mai 2008 et n'a pas été renouvelée.

En juillet 2008, TGI a renégocié, selon des modalités essentiellement semblables, sa facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 500 millions \$ et a repoussé la date d'échéance de la facilité d'août 2012 à août 2013.

En août 2008, Newfoundland Power a renégocié, selon des modalités essentiellement semblables, sa facilité de crédit renouvelable consentie de 100 millions \$ et a repoussé la date d'échéance de janvier 2009 à août 2011.

En novembre 2008, First Caribbean International Bank a retiré sa facilité de crédit à Belize Electricity, exigeant que la société rembourse environ 4 millions \$ BZ d'emprunts sur la facilité. Scotiabank a aussi prévenu Belize Electricity qu'elle pourrait ne pas renouveler la facilité de crédit de 5 millions \$ BZ accordée à la société si la situation financière n'était pas redressée. Au 31 décembre 2008, aucun emprunt n'était en cours sur la facilité de crédit de Scotiabank. Si les coûts de l'approvisionnement énergétique demeurent à un niveau bas, la pression sur la situation de liquidité de Belize Electricity se relâchera sans doute quelque peu.

Arrangements hors bilan

Au 31 décembre 2008, 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, sur la disponibilité de capitaux, ou sur les besoins de sources de capitaux.

Gestion du risque d'affaires

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

Risque lié à la réglementation : Le principal risque commercial de la Société est la réglementation. Chacun des services publics réglementés de la Société est assujéti à une forme quelconque de réglementation qui pourrait avoir une incidence sur les produits et le bénéfice futurs. La direction de chacun des services publics 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 le traitement proactif de toute question réglementaire.

En 2008, environ 93 % (90 % en 2007) des produits d'exploitation de la Société ont été tirés des activités de services publics réglementés. Aussi en 2008, environ 83 % du bénéfice d'exploitation de la Société, avant charges du siège social et autres charges, montant net, ont été tirés des activités de services publics réglementés (81 % en 2007). Les services publics réglementés – les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos – sont exposés aux mêmes incertitudes habituelles que les entités réglementées. Les 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. Habituellement, la capacité de ces services publics de recouvrer les coûts réels de la prestation des services et d'obtenir les taux de rendement autorisés dépend de la réalisation des prévisions établies dans les processus d'établissement des tarifs. 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 la forme d'une autorisation des plans de dépenses en immobilisations ou bien sous la forme d'une 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. En outre, rien ne garantit que les services publics réglementés obtiendront des décisions réglementaires en temps opportun et, par conséquent, des coûts pourraient être engagés avant d'obtenir une approbation à l'égard des besoins de revenus.

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 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 les 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 et sur la situation financière des services publics de la Société.

Bien que Fortis considère que le cadre réglementaire de la plupart des juridictions où elle exerce ses activités est juste et équilibré, des incertitudes persistent à l'heure actuelle. La décision réglementaire de juin 2008 à l'égard de la demande tarifaire de Belize Electricity pour 2008/2009 et les modifications apportées à la législation en matière d'électricité par le gouvernement du Belize et la PUC font planer une incertitude à l'égard du régime réglementaire et du processus d'établissement des tarifs au Belize, et vont à l'encontre des pratiques réglementaires et des obligations contractuelles établies par le gouvernement du Belize au moment où Fortis a fait son investissement initial dans Belize Electricity.

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. Une analyse de l'incidence des variations des taux d'intérêt sur le RCP autorisé est présentée à la rubrique intitulée « Gestion du risque d'affaires – Risque lié aux taux d'intérêt » du présent rapport de gestion.

TGI, TGV1 et FortisBC sont réglementées par la BCUC et sont assujetties aux mécanismes d'ÉTR approuvés. Les mécanismes d'ÉTR à TGI et à TGV1 viennent à échéance en 2009. En décembre 2008, le mécanisme d'ÉTR à FortisBC a été prorogé pour les périodes de 2009 à 2011 selon des modalités semblables à celles de l'entente d'ÉTR précédente, à l'exception du fait que les charges d'exploitation et d'entretien brutes annuelles, avant les coûts indirects capitalisés, seront établis à l'aide d'une formule différente. Les mécanismes d'ÉTR donnent aux services publics l'occasion de générer des rendements excédant les RCP autorisés déterminés par la BCUC. À l'expiration des mécanismes d'ÉTR, il n'est pas certain que de nouveaux mécanismes d'ÉTR seront établis ou que les seront les modalités particulières de tout mécanisme d'ÉTR renouvelé.

Des renseignements additionnels sur le nouveau mécanisme d'ÉTR à FortisBC et sur la nature de la réglementation et des diverses questions réglementaires ayant trait aux services publics de la Société sont présentés à la rubrique intitulée « Faits saillants en matière de réglementation » du présent rapport de gestion.

Risques d'exploitation et de gestion : Les sociétés Terasen Gas courent 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 ou environnementaux considérables. Le transport et la distribution d'électricité sont également assujettis à des risques opérationnels y compris l'éventualité d'incendies, principalement provoqués par des défaillances du matériel, la chute d'arbres et la foudre touchant des lignes ou du matériel. Les infrastructures des filiales sont aussi exposées aux effets de phénomènes climatiques violents et à d'autres calamités naturelles. De plus, une tranche importante des infrastructures 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 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 climatiques 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. Voir la rubrique intitulée « Gestion du risque d'affaires – Risque lié aux couvertures d'assurance » du présent rapport de gestion pour une analyse plus détaillée à l'égard de l'assurance.

Les réseaux de gaz et d'électricité de la Société nécessitent de l'entretien, des améliorations et des remplacements continus. En conséquence, pour assurer le rendement continu des biens matériels, les services publics établissent les dépenses devant être effectuées pour maintenir et remplacer les 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 jugées nécessaires par les services publics pour voir à l'exploitation, à l'entretien, à l'amélioration et au remplacement de leurs immobilisations, l'incapacité des services publics 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 considérable sur l'exploitation des services publics.

Les services publics de la Société conçoivent constamment des programmes de dépenses en immobilisations et évaluent les dépenses d'exploitation et d'entretien actuelles et futures à engager pour l'exploitation continue de leurs réseaux de gaz et d'électricité. L'analyse de la direction repose sur des hypothèses concernant les coûts des services et du matériel, les exigences réglementaires, les approbations des besoins de revenus et d'autres questions qui comprennent un certain degré d'incertitude. Si les coûts réels dépassent les dépenses en immobilisations approuvées par les organismes de réglementation, il n'est pas certain que le recouvrement des dépassements de coûts dans les tarifs futurs imposés à la clientèle sera approuvé par les organismes de réglementation. L'incapacité des services publics de recouvrer les dépassements de coûts pourrait avoir une incidence importante sur leur situation financière et leurs résultats d'exploitation.

Conjoncture économique : Pour la Société, comme pour toute société de services publics, l'état de l'économie des territoires qu'elle sert se répercute sur ses ventes d'énergie. Les ventes d'énergie 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. De plus, dans les territoires de service dans lesquels les sociétés Terasen Gas exercent leurs activités, les mises en chantier d'immeubles d'habitation continuent de dépasser celles des maisons unifamiliales. Or, le gaz naturel est moins présent dans les immeubles d'habitation. Par conséquent, les volumes de distribution de gaz pourraient ne pas croître aussi rapidement que par le passé. Dans les Caraïbes, le niveau et la variation des activités touristiques et des activités connexes, qui sont étroitement liées à la conjoncture économique, ont une incidence sur les ventes d'électricité puisqu'ils touchent la demande en électricité des grands hôtels et immeubles d'habitation en copropriété qui sont servis par les services publics réglementés de la Société dans cette région.

La hausse des prix de l'énergie peut entraîner une baisse de la consommation. Les activités d'exploration et de production de gaz naturel et de pétrole brut dans certains territoires servis par la Société sont étroitement liées aux prix du gaz naturel et du pétrole brut. Le niveau de ces activités peut avoir une incidence sur la demande d'énergie.

Un déclin prolongé de la situation économique amènerait probablement une baisse de la demande d'énergie après un certain temps. La nature réglementée des services publics, y compris les diverses mesures d'atténuation approuvées par les organismes de réglementation, contribue à réduire l'effet qu'une baisse de la demande d'énergie liée à une piètre situation économique peut avoir sur le bénéfice des services publics. Toutefois, un repli marqué et prolongé de la situation économique pourrait avoir une forte incidence sur les services publics, malgré les mesures réglementaires compensatoires. Par exemple, une forte baisse de la demande d'énergie dans les territoires de service de la Société pourrait provoquer une baisse des dépenses en immobilisations qui, à son tour, se répercuterait sur la base tarifaire et la croissance du bénéfice.

En plus de l'incidence d'une baisse de la demande d'énergie, un recul prolongé de la situation économique pourrait aussi entraver la capacité de la clientèle à payer pour le gaz et l'électricité consommés, ce qui aurait ainsi une incidence sur le classement par échéance et le recouvrement des comptes clients des services publics.

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 et de la conjoncture économique locale. L'échelonnement des baux immobiliers de Fortis Properties occasionnera un taux de renouvellement d'environ 11 % par année en moyenne pour les cinq prochains exercices. Environ 57 % du bénéfice d'exploitation de Fortis Properties a été tiré des investissements hôteliers en 2008 (58 % en 2007). La réalisation d'une croissance interne des produits et du bénéfice de la division hôtelière pourrait poser un défi en 2009 en raison des retombées prévues de la crise économique mondiale qui devrait persister et de son incidence sur les déplacements de loisirs et d'affaires et les séjours hôteliers. Il est prévu qu'une baisse estimative des produits de 10 % de la division hôtelière ferait diminuer le résultat de base annuel par action ordinaire de Fortis d'environ 2 cents.

Ressources en capital et risque d'illiquidité : La situation financière de la Société pourrait s'en ressentir si cette dernière ou ses filiales 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. 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. 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 la totalité des dépenses en immobilisations projetées. Rien ne garantit que des capitaux suffisants continueront d'être disponibles à des conditions acceptables pour financer les dépenses en immobilisations et rembourser la dette existante.

De manière générale, la Société et ses services publics réglementés actuellement notés sont exposés à un risque financier lié aux modifications que les agences de notation pourraient apporter aux notes attribuées. Les notations ont une incidence sur le niveau du risque de crédit lié aux nouvelles émissions de titres de créance à long terme et sur les facilités de crédit de la Société et de ses services publics. 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 et de ses services publics. De plus, un déclassement important des notes de TGI ou de Terasen Inc. pourrait entraîner des rappels de marges et de nouveaux besoins de liquidité en vertu des contrats d'achat de gaz naturel et de dérivés sur gaz naturel de TGI. Comme il est mentionné à la rubrique intitulée « Situation de trésorerie et sources de financement – Structure du capital » du présent rapport de gestion, les notes de grande qualité de la Société ont été confirmées et maintenues au cours du quatrième trimestre de 2008. Fortis et ses services publics réglementés ne prévoient pas que les agences de notation procéderont à des déclassements importants à court terme. Toutefois, la crise financière mondiale actuelle a entraîné une certaine critique des agences de notation et de leurs critères, ce qui pourrait entraîner une modification des pratiques et des politiques de notation.

La volatilité des marchés des capitaux et financiers mondiaux pourrait se traduire par une augmentation du coût de mobilisation de capital à long terme par la Société et ses services publics et avoir un effet sur le moment et la fréquence des émissions en 2009. Bien que les coûts d'emprunt risquent fort de monter, puisque de nouveaux titres de créance à long terme devront être émis à des taux plus élevés, justifiés par les différentiels de taux qui se sont creusés, la Société et ses services publics prévoient continuer d'avoir un accès raisonnable à du capital à court et à moyen terme. En raison de la nature réglementée des services publics de la Société, la hausse des coûts d'emprunt peut être recouverte dans les tarifs futurs imposés à la clientèle.

Afin d'atténuer le risque d'illiquidité, la Société et ses entreprises de services publics réglementés les plus importantes ont obtenu des facilités de crédit afin de maintenir le financement à court terme des dépenses en immobilisations et les besoins saisonniers de fonds de roulement. La facilité de crédit consentie de la Société est disponible pour le financement provisoire des acquisitions et pour les besoins généraux de la Société. Le coût des facilités de crédit renouvelées ou prorogées pourrait aussi augmenter dans le futur; toutefois, toute hausse des intérêts débiteurs ou des frais ne devrait pas avoir d'incidence financière importante sur la Société et ses services publics en 2009 puisque la majeure partie des facilités de crédit consenties comporte des échéances postérieures à 2009.

Des renseignements additionnels sur les facilités de crédit, les obligations contractuelles, y compris les échéances et les remboursements de la dette à long terme, et les besoins consolidés de flux de trésorerie de la Société sont présentés aux rubriques intitulées « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion et « Risque d'illiquidité » de la note 26 afférente aux états financiers consolidés de 2008.

Conditions climatiques et caractère saisonnier : Les biens matériels de la Société et de ses filiales sont exposés aux effets de conditions climatiques extrêmes et d'autres catastrophes naturelles. Bien que les biens matériels 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 au moyen d'un compte de normalisation des effets climatiques, un mécanisme approuvé par l'organisme de réglementation. 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 bénéfices, principalement attribuable aux conditions climatiques, 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 climatiques ont une incidence marquée sur le volume de distribution puisqu'une importante partie du gaz distribué est en fin de compte utilisée pour le chauffage par la clientèle résidentielle. 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 annuel au cours du premier et du quatrième trimestres.

La quantité d'électricité consommée par la clientèle peut varier de manière importante selon les conditions climatiques saisonnières. Au Canada, plus l'été est frais, plus la demande de climatisation peut baisser, et plus l'hiver est doux, plus la charge électrique nécessaire au chauffage peut baisser. Dans les Caraïbes, l'incidence des conditions climatiques saisonnières sur la demande de climatisation est moins prononcée en raison des conditions moins changeantes dans cette région. Des variations importantes de la demande d'électricité liée aux conditions climatiques pourraient avoir une grande incidence sur l'exploitation, la situation financière et les résultats d'exploitation des services publics d'électricité.

Malgré cette préparation aux rigueurs climatiques, des perturbations inhabituelles, comme les ouragans et d'autres catastrophes naturelles, constitueront toujours un risque pour les services publics. 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'ouragan. À l'instar d'autres services publics de Fortis, ces sociétés gèrent les risques climatiques au moyen d'une assurance pour les actifs de production électrique, d'une assurance pour interruption des affaires et d'une auto-assurance pour les actifs de transport et de distribution. Au Belize, les coûts additionnels entraînés par un ouragan seraient reportés, et la société pourrait en demander le recouvrement futur dans les tarifs imposés à la clientèle. En vertu de sa nouvelle licence de transport et de distribution, Caribbean Utilities pourra demander un tarif additionnel spécial à ses clients dans le cas d'un désastre, y compris un ouragan. Fortis Turks and Caicos ne dispose pas d'un mécanisme particulier de recouvrement des coûts entraînés par un ouragan. Toutefois, la société pourra demander une augmentation des tarifs imposés à la clientèle l'année suivante si le RAB réel est moins élevé que le RAB autorisé en raison de coûts additionnels entraînés par un ouragan ou un autre événement important.

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

Risque lié au prix des marchandises : Les sociétés Terasen Gas sont exposées au risque lié au prix des marchandises en raison des variations du prix du marché du gaz naturel. Les sociétés 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. L'utilisation de dérivés sur gaz naturel bloque le prix d'achat du gaz naturel. Les activités reliées 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 des comptes de stabilisation tarifaire approuvés par la BCUC visant le transfert du coût du gaz naturel dans les tarifs imposés à la clientèle sert à atténuer l'effet de la volatilité du coût du gaz naturel sur le bénéfice.

La plupart des services publics d'électricité réglementés de la Société sont exposés au risque lié au prix des marchandises attribuable à la variation des prix mondiaux du pétrole, qui influe sur le coût du combustible et de l'énergie achetée. Ce risque est grandement atténué grâce à la capacité des services publics de transférer à la clientèle le coût du combustible et de l'énergie achetée dans les tarifs de base ou par l'utilisation de mécanismes de stabilisation tarifaire et autres, approuvés par les divers organismes de réglementation. La capacité de transférer le coût du combustible et de l'énergie achetée à la clientèle contrebalance l'incidence des variations du coût du combustible et de l'énergie achetée sur le bénéfice.

Rien ne garantit que les mécanismes actuels approuvés par les organismes de réglementation permettant le transfert du coût du gaz naturel, du combustible et de l'énergie achetée resteront en place dans le futur. L'incapacité des services publics de transférer la totalité du coût du gaz naturel, du combustible ou de l'énergie achetée pourrait avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie des services publics.

Instruments financiers dérivés et couvertures : De temps à autre, la Société et ses filiales ont recours à des instruments financiers dérivés pour couvrir les risques de fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et du prix du gaz naturel. Les instruments financiers dérivés, comme les swaps de taux d'intérêt, les contrats de change à terme et les swaps et options sur gaz naturel, ne sont utilisés par la Société et ses filiales qu'aux fins de gestion du risque. La Société et ses filiales ne détiennent ni n'émettent d'instruments financiers dérivés à des fins de transaction. Tous les instruments financiers dérivés doivent être évalués à leur juste valeur. 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. Pour les sociétés Terasen Gas, 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 auprès des clients dans les tarifs courants est assujettie au traitement de report réglementaire. Ce montant doit être recouvré auprès des clients ou versé aux clients dans les tarifs futurs.

Le bénéfice de la Société tiré des filiales étrangères autonomes et les investissements nets dans ces dernières sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société a efficacement réduit cette exposition au moyen d'emprunts en dollars américains. Le gain ou la perte de change sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars américains contrebalance partiellement la perte ou le gain de change sur la conversion du bénéfice des filiales étrangères de la Société, qui est libellé en dollars américains ou dans une monnaie fondée sur le dollar américain. La monnaie de présentation de Belize Electricity est le dollar bélizien, alors que celle de Caribbean Utilities, de FortisUS Energy, de BECOL et de Fortis Turks and Caicos est le dollar américain. Le dollar bélizien (\$ BZ) est fondé sur le dollar américain à raison de 2,00 \$ BZ pour 1,00 \$ US. La Société a aussi désigné la totalité de sa dette à long terme de 403 millions \$ US libellée en dollars américains comme couverture d'une tranche de ses investissements nets dans des établissements étrangers. L'effet de change lié à la conversion des emprunts en dollars américains de la Société désignés comme couvertures est comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu et contribue à contrebalancer les gains et les pertes de change latents sur les investissements nets dans des établissements étrangers, qui sont aussi comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu. Au 31 décembre 2008, la Société avait des investissements nets dans des établissements étrangers d'environ 119 millions \$ US non encore couverts.

Risque lié aux 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, à FortisBC et à Newfoundland Power. En raison de la tendance à la baisse du rendement des obligations à long terme du Canada au cours de 2008 et de l'application des mécanismes d'ajustement automatique, les RCP autorisés de TGI et de FortisBC pour 2009 ont été rectifiés. Les RCP autorisés pour 2008 des quatre principaux services publics de la Société, TGI, FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power, sont respectivement de 8,62 %, 8,75 %, 9,02 % et 8,95 %. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, les RCP autorisés de TGI et de FortisBC ont été ramenés à respectivement 8,47 % et 8,87 %, alors que le RCP autorisé de Newfoundland Power est demeuré inchangé à 8,95 %. FortisAlberta prend actuellement part à une instance générale sur les coûts en capital avec son organisme de réglementation pour procéder à l'examen, entre autres éléments, du calcul des RCP pour 2009 et des structures du capital des services publics réglementés de gaz, d'électricité et d'exploitation de pipelines en Alberta. Dans l'intervalle, comme le lui a prescrit son organisme de réglementation, FortisAlberta a établi ses tarifs imposés à la clientèle pour 2009 à l'aide de son RCP autorisé de 8,51 % pour 2007. L'Office national de l'énergie procède aussi à un examen des niveaux actuels de RCP.

Le maintien des mécanismes d'ajustement actuels du RCP, en plus de la baisse du rendement des obligations à long terme du Canada, et ce dans un contexte de hausse du coût du capital, pourrait avoir une incidence importante sur la capacité des services publics de la Société de toucher un RCP raisonnable, dont l'absence pourrait toucher de manière négative la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie des services publics réglementés.

La Société et ses filiales sont également exposées au risque de taux d'intérêt lié aux emprunts à court terme et aux emprunts à taux variable. Toutefois, les sociétés Terasen Gas et FortisBC ont obtenu l'approbation des organismes de réglementation de reporter toute hausse ou baisse des intérêts débiteurs découlant des fluctuations des taux d'intérêt liés à leur dette à taux variable aux fins de recouvrement auprès des clients, ou de remboursement à ces derniers, dans les tarifs futurs. Comme il est décrit à la rubrique intitulée « Gestion du risque d'affaires – Instruments financiers dérivés et couvertures » du présent rapport de gestion, la Société et ses filiales peuvent aussi, de temps à autre, conclure des swaps de taux d'intérêt afin de réduire le risque lié aux taux d'intérêt.

Au 31 décembre 2008, environ 84 % des facilités d'emprunt à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition consolidées de la Société comportaient des échéances à plus de cinq ans. Puisqu'une tranche importante de la dette consolidée de la Société comporte des échéances à long terme, le risque lié aux taux d'intérêt rattaché au refinancement de la dette a été réduit à court et à moyen terme.

Rapport de gestion

Le tableau suivant précise la nature des dettes consolidées de la Société au 31 décembre 2008.

Total de la dette

Au 31 décembre 2008	(en millions \$)	(%)
Emprunts à court terme	410	7,4
Facilités de crédit à taux variable utilisées classées comme dettes à long terme	224	4,0
Dette à long terme à taux variable et obligations liées aux contrats de location-acquisition (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	22	0,4
Dette à long terme à taux fixe et obligations liées aux contrats de location-acquisition (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	4 878	88,2
Total	5 534	100,0

Une variation des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence importante sur l'évaluation et la comptabilisation des variations de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt. L'effet d'une variation importante des taux d'intérêt sur l'évaluation à la juste valeur des swaps de taux d'intérêt en cours au 31 décembre 2008 ne devrait pas influencer grandement sur le bénéfice et le résultat étendu consolidés de la Société en raison de la valeur nominale peu élevée des swaps de taux d'intérêt et de leurs échéances à court terme.

La nature et la juste valeur des swaps de taux d'intérêt en cours au 31 décembre 2008 sont présentées à la rubrique intitulée « Instruments financiers » du présent rapport de gestion. Une analyse de sensibilité à une variation des taux d'intérêt selon son incidence sur les résultats financiers de 2008 est présentée à la note 26 afférente aux états financiers consolidés de 2008.

On estime qu'une augmentation (diminution) de 6 cents, ou 5 %, du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien par rapport au taux de change de 1,22 au 31 décembre 2008 se traduirait par une augmentation (diminution) du bénéfice de base par action ordinaire de Fortis de 1 cent en 2009.

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

Risque de contrepartie : Les sociétés Terasen Gas sont exposées à un risque de crédit en cas de défaut des contreparties à ses instruments financiers dérivés. Les sociétés Terasen Gas sont également exposées à un risque de crédit élevé à l'égard des ventes physiques hors réseau. Les sociétés Terasen Gas traitent avec des institutions très solvables, conformément aux pratiques établies en matière d'approbation de crédit. En raison des événements récents survenus sur les marchés financiers, y compris l'importante intervention dans les systèmes bancaires par des gouvernements, les sociétés Terasen Gas ont restreint davantage le nombre de leurs contreparties financières et ont réduit le crédit consenti aux contreparties de leurs ventes physiques hors réseau, ou ont demandé des sûretés supplémentaires à ces contreparties. À ce jour, aucune contrepartie des sociétés Terasen Gas ne s'est retrouvée en situation de défaut à leur égard, et les sociétés Terasen Gas ne s'attendent pas à ce qu'une contrepartie manque à ses obligations. Toutefois, la qualité du crédit des contreparties peut changer rapidement, comme l'ont démontré les événements récents.

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 solvabilité 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 solvabilité est de première qualité. Voir aussi la rubrique intitulée « Gestion du risque d'affaires – Conjoncture économique » du présent rapport de gestion.

Caractère concurrentiel du gaz naturel : Au cours des récentes années, les prix du gaz naturel ont été légèrement inférieurs aux prix comparables de l'électricité pour la clientèle résidentielle de la Colombie-Britannique, particulièrement sur l'île de Vancouver. Rien ne garantit que le gaz naturel restera à un prix concurrentiel avantageux dans le futur. Si le prix du gaz naturel devenait moins concurrentiel par rapport au prix de l'électricité ou au prix de sources d'énergie alternative, 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 remplacent 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'augmenter les 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. Voir aussi les rubriques intitulées « Gestion du risque d'affaires – Plan énergétique du gouvernement de la Colombie-Britannique » et « Gestion du risque d'affaires – Risques liés à TGV1 » du présent rapport de gestion.

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. 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 et dans la région du Pacific Northwest aux États-Unis. En outre, les sociétés Terasen Gas dépendent essentiellement 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.

Rendement des régimes de retraite à prestations déterminées et besoins de capitalisation : Terasen, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, FortisOntario, Caribbean Utilities et Fortis ont des régimes de retraite à prestations déterminées à l'intention de certains de leurs employés. Toutefois, seulement 61 % du total de l'effectif des services publics susmentionnés participent à ces régimes. La récente volatilité des marchés des capitaux et financiers mondiaux devrait avoir une incidence sur les besoins de capitalisation consolidés futurs des régimes de retraite à prestations déterminées de la Société, comme il est mentionné à la rubrique intitulée « Situation de trésorerie et sources de financement – Capitalisation des régimes de retraite » du présent rapport de gestion. Les obligations futures au titre des prestations constituées et la charge de retraite connexe pourraient aussi subir une incidence. Les régimes de retraite à prestations déterminées de la Société et ses filiales dépendent de jugements portés dans le calcul actuariel de l'obligation au titre des prestations constituées et de la charge de retraite connexe. Les principales hypothèses utilisées par la direction sont le taux de rendement à long terme des actifs des régimes et le taux d'actualisation utilisé pour évaluer l'obligation au titre des prestations constituées. Une analyse des principales estimations comptables relatives aux régimes de retraite à prestations déterminées est présentée à la rubrique intitulée « Estimations comptables critiques – Avantages sociaux futurs » du présent rapport de gestion.

Rien ne garantit que les actifs des régimes de retraite réaliseront les taux de rendement à long terme présumés dans le futur. Sauf pour Newfoundland Power et Terasen, les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur. À Newfoundland Power et Terasen, les actifs des régimes de retraite sont évalués à l'aide de la valeur de marché comme présenté à la note 2 afférente aux états financiers consolidés de 2008. Les variations de la valeur de marché ayant une incidence sur le rendement des actifs des régimes de retraite pourraient entraîner des variations importantes du rendement réel des actifs des régimes de retraite par rapport au rendement à long terme présumé des actifs, ce qui pourrait influencer de manière importante sur les besoins de capitalisation futurs des régimes de retraite par rapport aux estimations actuelles, et entraîner des variations importantes de la charge de retraite future.

Les fluctuations du marché qui se répercutent sur le taux d'actualisation, qui sert à évaluer l'obligation au titre des prestations constitués à la date de mesure de chaque régime de retraite à prestations déterminées, peuvent entraîner des changements importants des besoins de capitalisation futurs des régimes de retraite par rapport aux estimations actuelles ainsi que des changements importants de la charge de retraite future.

Il existe aussi un risque lié à l'incertitude inhérente au processus d'évaluation actuariel puisqu'il influe sur l'évaluation de la charge de retraite, les besoins de capitalisation futurs, l'actif au titre des prestations constituées, le passif au titre des prestations constituées et l'obligation au titre des prestations constituées.

Les risques susmentionnés sont atténués puisque toute augmentation ou diminution des besoins de capitalisation futurs des régimes de retraite ou de la charge de retraite des services publics réglementés devrait être recouvrée auprès de la clientèle, ou remboursée à cette dernière, dans les tarifs futurs, sous réserve du risque prévu. Toutefois, pour les sociétés Terasen Gas et FortisBC, l'écart positif ou négatif entre la charge de retraite réelle et la charge de retraite prévue approuvée aux fins de recouvrement dans les tarifs imposés à la clientèle pour l'exercice est assujéti au traitement du compte de report aux fins de recouvrement auprès de la clientèle, ou de remboursement à cette dernière, dans les tarifs futurs, sous réserve d'une approbation réglementaire. Les risques susmentionnés sont aussi atténués du fait que les régimes de retraite à prestations déterminées de FortisAlberta et de Newfoundland Power n'acceptent plus de nouveaux participants.

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 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, la totalité des autres coûts de service et la récupération des insuffisances de revenus accumulées. Lorsque la CPGNIV expirera en 2011, le solde impayé des prêts de premier rang accordés sans intérêt par le gouvernement, actuellement traités comme une contribution du gouvernement prise en considération dans la base tarifaire, deviendra totalement remboursable. Au 31 décembre 2008, le solde impayé de ces prêts était de 61 millions \$. Quand la 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.

Plan énergétique du gouvernement de la Colombie-Britannique : Le gouvernement de la Colombie-Britannique a publié son plan énergétique en février 2007. Le plan énergétique représente une amélioration par rapport au plan antérieur, en mettant l'accent sur le leadership environnemental, la conservation de l'énergie et l'efficacité énergétique, et l'investissement dans des projets novateurs. Le plan énergétique présente diverses mesures traitant des défis posés par le réchauffement planétaire, y compris l'exigence que la totalité de l'électricité produite en Colombie-Britannique devra être produite sans aucune émission de gaz à effet de serre d'ici 2016. Le plan énergétique confère une responsabilité importante aux citoyens de la Colombie-Britannique en prévoyant que 50 % des nouveaux besoins d'énergie de la Colombie-Britannique devront être comblés par des économies d'énergie d'ici 2020. Le plan énergétique met l'accent sur l'efficacité en obligeant BC Hydro à éliminer les importations d'électricité et à devenir entièrement autosuffisante d'ici 2016. Le plan énergétique annonce aussi que 90 % de l'électricité de la Colombie-Britannique proviendra de sources renouvelables et que la Colombie-Britannique deviendra la première juridiction d'Amérique du Nord à exiger la capture de la totalité du carbone pour les projets de production d'électricité alimentée au charbon. FortisBC et les sociétés Terasen Gas continuent d'évaluer les effets et les possibilités qui découlent du plan énergétique, et détermineront les mesures qu'elles sont prêtes à soutenir. Plusieurs des principes du plan énergétique ont été adoptés lorsque le projet de loi 15-2008, la *Utilities Commission Amendment Act, 2008*, a reçu la sanction royale de l'assemblée législative de la Colombie-Britannique le 1^{er} mai 2008. De plus, la *Carbon Tax Act*, qui a reçu la sanction royale de l'assemblée législative de la Colombie-Britannique le 29 mai 2008, a introduit une taxe sur les combustibles à base de carbone qui réduit la compétitivité du gaz naturel par rapport aux sources d'énergie qui ne sont pas à base de carbone. Toutefois, cette loi n'a pas imposé de taxe sur l'électricité importée produite à l'aide de carburants à base de carbone. L'incidence future du plan énergétique du gouvernement de la Colombie-Britannique et de la loi récente sur le caractère concurrentiel du gaz naturel par rapport à d'autres sources d'énergie pourrait importante.

Risques environnementaux : La Société et ses filiales sont assujetties à de multiples lois, règlements et directives régissant la production, la gestion, l'entreposage, le transport, le recyclage et l'élimination de substances dangereuses et d'autres déchets et touchant autrement la protection de l'environnement. Des dommages à l'environnement et des coûts connexes pourraient être causés par divers événements éventuels, y compris des conditions climatiques violentes et des désastres naturels touchant les installations et le matériel, et une défaillance du matériel. Les coûts découlant des programmes de protection de l'environnement, de la conformité aux lois, règlements et directives en matière d'environnement ou des dommages pourraient être importants pour la Société et ses filiales. En outre, le processus d'obtention des approbations réglementaires en matière d'environnement, y compris les évaluations environnementales nécessaires, peut être long, litigieux et onéreux. En 2008, les coûts découlant de la protection environnementale, de la conformité ou des dommages n'ont pas eu une incidence importante sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie ou la situation financière de la Société. La Société est d'avis qu'elle-même et ses filiales se conforment à tous les égards importants, aux lois, règlements et directives en matière d'environnement qui les régissent dans les diverses juridictions où elles exercent leurs activités. Au 31 décembre 2008, aucun passif environnemental important n'était comptabilisé dans les états financiers consolidés de 2008 de la Société, et la direction n'avait connaissance d'aucun passif environnemental important non comptabilisé. Les services publics réglementés chercheraient à recouvrer, dans les tarifs imposés à la clientèle, les coûts liés à la protection, à la conformité ou aux dommages en matière d'environnement. Toutefois, rien ne garantit que les organismes de réglementation accueilleront favorablement les demandes des services publics et, par conséquent, les coûts non recouverts, s'ils étaient élevés, pourraient avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière des services publics.

De temps à autre, il est possible que la Société et ses filiales puissent faire l'objet d'ordonnances gouvernementales, d'enquêtes, de demandes d'information ou d'autres procédures liées à des questions environnementales. Si ces événements se produisent, ou si des modifications sont apportées aux lois, règlements et directives en matière d'environnement ou à leur application ou leur interprétation, il pourrait en résulter une incidence importante sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière de la Société et de ses filiales.

Les activités de la Société dans le secteur du gaz et de l'électricité comportent des risques inhérents, y compris le risque d'incendies et de contamination de l'air, du sol ou de l'eau par des substances dangereuses. Les risques associés aux dommages causés par le feu sont reliés à l'étendue du reboisement et à la couverture végétale, à l'habitation et aux installations de tiers situées sur le terrain où se trouvent les installations des services publics ou à proximité. Les services publics peuvent être tenus responsables des coûts d'extinction d'un incendie, de la régénération de la forêt et de la valeur du bois ainsi que des réclamations de tiers relativement à des incendies sur des terres où ses installations sont situées, et ces réclamations, si elles sont accueillies, pourraient être importantes. Ces risques comprennent aussi la responsabilité pour la remise en état des lieux de toute propriété jugée contaminée, que cette contamination ait réellement ou non été causée par le propriétaire foncier. Le risque de contamination de l'air, du sol et de l'eau par les services publics d'électricité a principalement trait au stockage et à la manutention d'importants volumes de combustible, à l'utilisation et de l'élimination de produits à base de pétrole, surtout l'huile de transformateurs et l'huile de graissage, dans le cours des activités normales d'exploitation et d'entretien des services publics, et aux émissions causées par la combustion du carburant pendant la production d'électricité. Le risque de contamination de l'air, du sol ou de l'eau par les services publics de gaz naturel est surtout lié aux fuites de gaz naturel et de propane et à d'autres accidents touchant ces substances. La gestion des émissions de gaz à effet de serre constitue la principale préoccupation des services publics réglementés de gaz de la Société, principalement en raison des modifications récentes apportées par le gouvernement de la Colombie-Britannique à son plan énergétique et à la législation connexe, comme il est mentionné plus haut. Tout changement apporté aux lois, règlements ou directives régissant la contamination pourrait entraîner des hausses de coûts élevées pour la Société et ses filiales.

Les principaux dangers environnementaux que représentent les activités de production hydroélectrique comprennent la création de cours d'eau artificiels qui pourraient perturber les habitats naturels, et le stockage d'importants volumes d'eau aux fins de la production d'électricité.

Les scientifiques et les experts en santé publique au Canada, aux États-Unis et dans d'autres pays étudient la possibilité que l'exposition aux champs électriques et magnétiques provenant des lignes d'énergie électrique, des appareils électroménagers et d'autres sources d'électricité puisse causer des problèmes de santé. S'ils concluaient que les champs électriques et magnétiques présentent un danger pour la santé, des litiges pourraient s'ensuivre, et les services publics d'électricité pourraient être tenus de payer des dommages-intérêts et de prendre des mesures d'atténuation à leurs installations. Les coûts des litiges, des dommages-intérêts accordés et des mesures d'atténuation, si leur recouvrement dans les tarifs imposés à la clientèle n'était pas approuvé par les organismes de réglementation, pourraient avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière des services publics d'électricité.

Bien que la Société et ses filiales maintiennent des couvertures d'assurance, rien ne garantit que la totalité des passifs possibles qui pourraient découler de questions environnementales seraient couverts. Pour plus de renseignements à l'égard des couvertures d'assurance, voir la rubrique intitulée « Gestion du risque d'affaires – Risque lié aux couvertures d'assurance » du présent rapport de gestion.

Pour gérer les questions environnementales qui touchent leurs activités, les services publics de la Société ont recours à des systèmes de gestion environnementale (« SGE »). Dans le cadre de leur SGE respectif, les services publics établissent et mettent en œuvre en continu des programmes et procédures destinés à répertorier les effets environnementaux potentiels, à atténuer ces effets et à surveiller la performance environnementale.

Risque lié aux couvertures d'assurance : Bien que la Société et ses filiales 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 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 biens matériels de la Société et de ses filiales 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 et de ses filiales. En outre, s'il se produit des réclamations non assurées importantes, des réclamations excédant les limites de la garantie d'assurance maintenue par la Société et ses filiales ou des réclamations tombant à l'intérieur d'une importante franchise auto-assurée, les activités, les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société et de ses filiales pourraient en souffrir considérablement.

On s'attend à ce que cette garantie d'assurance soit maintenue. Cependant, rien ne garantit que la Société et ses filiales pourront obtenir ou maintenir une assurance adéquate dans le futur à des tarifs jugés raisonnables, que cette assurance demeurera à des conditions aussi favorables que celles des arrangements existants ni que les sociétés d'assurance respecteront leurs obligations de paiement des réclamations.

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 les filiales.

Perte du territoire de service : FortisAlberta approvisionne une clientèle 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, pour les actifs de FortisAlberta, d'une somme 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 avec FortisAlberta 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 importante sur la situation financière et les résultats d'exploitation de FortisAlberta.

Prix de vente de l'énergie sur le marché : La principale exposition de la Société à la variation des prix de vente de l'énergie sur le marché relativement à ses activités en matière d'électricité a trait à ses ventes d'énergie non réglementées en Ontario, où l'énergie est vendue à l'Independent Electricity System Operator aux prix du marché. 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 hydroélectrique Rankine. Selon cette entente, le droit de FortisOntario sur l'eau de la Niagara viendra à échéance le 30 avril 2009 et, par conséquent, l'exposition de la Société à la variation des prix du marché en Ontario sera de beaucoup réduite, et le bénéfice lié au Niagara Exchange Agreement cessera après cette date. En 2008, l'apport au bénéfice attribuable au Niagara Exchange Agreement s'est établi à environ 16 millions \$. 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.

Basculement vers les normes internationales d'information financière : Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011, les sociétés canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes devront adopter les normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Comparativement aux PCGR du Canada, les IFRS exigeront la présentation d'informations additionnelles dans les états financiers, et les différences entre les PCGR du Canada et les IFRS devront faire l'objet d'un examen par Fortis. La Société évalue actuellement l'incidence que la conversion vers les IFRS aura sur la présentation de l'information financière dans le futur. Dans l'éventualité où les actifs et les passifs réglementés ne seraient pas admissibles en vertu des IFRS, il pourrait en résulter une volatilité accrue du bénéfice et du bilan consolidés de la Société par rapport à ceux présentés selon les PCGR du Canada. Des renseignements sur le projet de conversion de la Société aux IFRS sont présentés à la rubrique intitulée « Modifications comptables futures » du présent rapport de gestion.

Modifications de la loi fiscale : Le gouvernement du Canada a promulgué des modifications législatives qui pourrait faire en sorte que l'impôt sur les bénéfices étrangers tirés de filiales étrangères ne puisse plus être différé. Ces modifications législatives obligeront les gouvernements de pays considérés comme des paradis fiscaux à signer des traités ou autres accords généraux d'échange de renseignements fiscaux (« AERF ») avec le Canada avant 2015. Si ces territoires n'arrivent pas à établir pareils traités ou accords, le bénéfice de filiales canadiennes exerçant leurs activités dans ces territoires sera assujéti à l'impôt selon la comptabilité d'exercice après 2014 comme si ces filiales se trouvaient au Canada. Par contre, si ces territoires arrivent à établir pareils traités ou accords, le bénéfice réalisé dans ces territoires pourra être rapatrié au Canada libre d'impôt. Si le bénéfice réalisé à l'étranger devenait imposable, la contribution au bénéfice des services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes de la Société et de BECOL diminuerait.

Le 10 décembre 2008, le Groupe consultatif sur le régime canadien de fiscalité internationale (le « Groupe consultatif ») a présenté ses recommandations au ministre des Finances du Canada dans son rapport final, intitulé « Promouvoir l'avantage fiscal international du Canada ». Le Groupe consultatif a été mis sur pied par le gouvernement du Canada en novembre 2007 pour formuler des recommandations visant à améliorer la politique canadienne en matière de fiscalité internationale qui régit l'investissement à l'étranger par les entreprises canadiennes, et l'investissement au Canada par les entreprises étrangères. Les recommandations du Groupe consultatif visent à améliorer le régime fiscal canadien en ce qui a trait aux investissements des entreprises à l'étranger et de l'étranger, aux retenues d'impôt des non-résidents, ainsi qu'à l'administration et à l'observation de la loi et au processus législatif. En particulier, le Groupe consultatif a recommandé que le gouvernement du Canada négocie les AERF avec chaque gouvernement individuellement sans appliquer l'impôt selon la comptabilité d'exercice sur les bénéfices tirés d'une d'entreprise étrangère exploitée activement s'il ne parvient pas à conclure d'AERF. Le Groupe consultatif a aussi recommandé que le gouvernement du Canada élargisse l'exemption actuelle à tous les bénéfices tirés d'une entreprise étrangère exploitée activement par les sociétés étrangères affiliées.

Le 27 janvier 2009, le gouvernement du Canada a déposé son budget 2009. Dans les documents budgétaires, le gouvernement du Canada a indiqué qu'il étudiait le rapport du Groupe consultatif, qui fera l'objet de consultations avant de proposer toute mesure en réponse au rapport. Le gouvernement du Canada a aussi indiqué qu'il examinera les recommandations du Groupe consultatif concernant les sociétés étrangères affiliées avant de mettre en œuvre les mesures pendantes visant ces entités qui ont été annoncées en février 2004, dans leur version modifiée, pour tenir compte des consultations et délibérations tenues depuis leur parution.

Toute modification future d'autres lois fiscales pourrait aussi avoir une incidence importante sur le bénéfice consolidé de la Société.

Terres des Premières nations : Les sociétés Terasen Gas et FortisBC fournissent des services à des abonnés sur des terres des Premières nations et ont des installations de distribution de gaz et d'électricité sur des terres faisant l'objet de revendications territoriales de la part de diverses bandes des Premières nations. Un processus de négociation de traité auquel participent diverses bandes des Premières nations et le gouvernement de la Colombie-Britannique est en cours, mais les conditions auxquelles des règlements pourraient être conclus dans les territoires 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 ententes sans porter tort aux droits existants de certains tiers comme les sociétés Terasen Gas et FortisBC. Cependant, rien ne peut garantir que le processus ne nuira pas aux sociétés Terasen Gas ou à FortisBC de manière importante. De plus, FortisAlberta a des actifs de distribution sur des terres des Premières nations à l'égard desquelles TransAlta Utilities Corporation (« TransAlta »), la société prédécesseur de FortisAlberta, possède des permis d'accès pour que FortisAlberta puisse acquérir ces permis d'accès, le ministère des Affaires indiennes et du Nord du Canada et les conseils de bande individuels

doivent donner leur approbation. FortisAlberta pourrait ne pas être en mesure d'acquiescer les permis d'accès appartenant à TransAlta ni de négocier des ententes d'utilisation des terres avec les propriétaires fonciers ou, si la société négocie pareilles ententes, celles-ci pourraient comporter des modalités moins que favorables pour FortisAlberta et, par conséquent, avoir une incidence importante sur les activités de FortisAlberta.

Relations de travail : Environ 60 % des employés des filiales de la Société sont membres de syndicats ou d'associations de travailleurs qui ont conclu des conventions collectives avec les filiales. Les dispositions de ces conventions collectives rejaillissent sur la souplesse et l'efficacité des activités des filiales. La Société considère que les relations de ses filiales avec les syndicats et les associations de travailleurs sont satisfaisantes, mais il n'existe aucune certitude qu'elles continueront de l'être au cours de négociations futures ou que les dispositions des conventions collectives actuelles seront renouvelées. L'incapacité de maintenir ou de renouveler les conventions collectives à des conditions acceptables pourrait faire augmenter les coûts de main-d'œuvre ou provoquer des interruptions de service attribuables à des conflits de travail dont l'effet financier n'est pas prévu dans les ordonnances tarifaires approuvées pour les services publics réglementés et qui pourrait avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et le bénéfice des services publics.

La convention collective intervenue entre FortisBC et la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (« FIOE »), section locale 213, est venue à échéance le 31 janvier 2009. Une nouvelle convention collective de quatre ans a été ratifiée par la Fraternité en février 2009.

En septembre 2008, deux conventions collectives des employés syndiqués de Newfoundland Power représentés par la FIOE, section locale 1620, sont arrivées à échéance. En février 2009, un des groupes représentés par la FIOE, section locale 1620, a ratifié une nouvelle convention collective. Cette nouvelle convention collective prendra effet le 1^{er} octobre 2008 et expirera le 30 septembre 2011. La deuxième convention collective est soumise à un processus de conciliation qui a commencé en mars 2009.

En décembre 2008, la convention collective des employés syndiqués de Maritime Electric représentés par la FIOE, section locale 1432, est arrivée à échéance. Maritime Electric et la FIOE sont en cours de négociation d'une nouvelle convention collective.

Ressources humaines : La capacité de Fortis d'obtenir un rendement supérieur à des coûts économiques dépend de la capacité des filiales de la Société 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 la Société sont confrontés à des défis démographiques qui limitent 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 des défis, 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.

Modification de normes comptables

La nature des nouvelles normes comptables de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») à l'égard des stocks, des informations à fournir concernant le capital et des informations à fournir et de la présentation des instruments financiers, et l'incidence sur Fortis de leur adoption avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, sont décrites en détail aux notes 5, 24, 25 et 26 afférentes aux états financiers consolidés de 2008. Les effets les plus importants de l'adoption de ces nouvelles normes ont été les suivants : i) le reclassement de stocks de 26 millions \$ inscrits au bilan consolidé au 31 décembre 2007 dans les immobilisations de services publics; ii) la présentation d'informations supplémentaires sur le capital de la Société, y compris des données quantitatives et qualitatives sur les objectifs, les politiques et les processus de gestion du capital de la Société; et iii) la présentation d'informations qualitatives et quantitatives supplémentaires permettant aux utilisateurs des états financiers d'évaluer la nature et l'étendue des risques liée aux instruments financiers auxquels la Société est exposée. L'adoption des normes comptables n'a pas eu une incidence importante sur les états financiers consolidés de 2008 de la Société.

Modifications comptables futures

IFRS : En février 2008, le Conseil des normes comptables du Canada (« CNC ») a confirmé que le passage aux IFRS pour les sociétés ayant une obligation publique de rendre des comptes au Canada prendra effet à compter de 2011. En avril 2008, le CNC a publié un exposé-sondage omnibus sur les IFRS proposant que les sociétés ayant une obligation publique de rendre des comptes soient tenues d'appliquer les IFRS intégralement et sans modification dès le 1^{er} janvier 2011.

Le 27 juin 2008, les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (« ACVM ») ont publié l'Avis 52-321 du personnel des ACVM, « Adoption anticipée des IFRS », dans lequel on indique que les ACVM seraient disposées à accorder une dispense au cas par cas permettant aux émetteurs canadiens d'établir leurs états financiers selon les IFRS de manière anticipée, à la condition qu'ils soient en mesure de démontrer qu'ils respectent certaines conditions. Fortis ne prévoit pas adopter les IFRS de manière anticipée.

La date d'adoption 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 et de son bilan d'ouverture au 1^{er} janvier 2010. Le CNC propose dans son exposé-sondage omnibus

sur les IFRS qu'une entité qui n'a pas appliqué une source première de PCGR publiée mais non encore entrée en vigueur ne soit pas tenue de fournir les informations exigées en vertu du paragraphe 1506.30 du chapitre « Modifications comptables » du *Manuel de l'ICCA*.

Fortis continue d'évaluer l'incidence, sur la présentation financière, de l'adoption des IFRS et, à l'heure actuelle, l'incidence sur la situation financière et les résultats d'exploitation futurs ne peut être raisonnablement établie ou estimée. Fortis s'attend à devoir présenter beaucoup plus d'information en raison de l'adoption des IFRS et continue d'évaluer la quantité d'informations à fournir de même que les modifications qui pourraient devoir être apportées aux systèmes de collecte et de traitement de l'information exigée.

Fortis a entamé son projet de conversion aux IFRS en 2007 et a établi une structure officielle de gouvernance du projet qui comprend les comités de vérification, la haute direction et des équipes de projet de chacune des filiales de la Société. La gouvernance, la gestion et le soutien du projet sont globalement coordonnés par Fortis Inc. Des rapports réguliers sont présentés au comité de vérification du conseil d'administration de Fortis et à celui des filiales au besoin. Les services d'un conseiller expert externe ont été retenus dans le cadre du projet de conversion aux IFRS.

Le projet de conversion aux IFRS de la Société comporte trois phases : portée et diagnostic, analyse et développement, et mise en œuvre et examen.

Phase un : Portée et diagnostic. La première phase a été complétée et comportait la planification du projet et la dotation en personnel, ainsi que l'établissement des différences entre les PCGR du Canada actuels et les IFRS. Les secteurs identifiés au cours de cette phase comme comportant des différences comptables qui pourraient avoir le plus d'incidence sur Fortis, selon les IFRS existantes, sont les activités à tarifs réglementés, les immobilisations corporelles, les biens productifs, les provisions et les passifs éventuels, les avantages sociaux, la dépréciation d'actifs, les impôts sur les bénéfices, les regroupements d'entreprises, ainsi que l'adoption initiale des IFRS selon les dispositions de l'IFRS 1, « Première adoption des Normes internationales d'information financière ».

Phase deux : Analyse et développement. La deuxième phase achève et comprend des diagnostics détaillés et l'évaluation de l'incidence financière de diverses options et méthodes de remplacement prévues par les IFRS, l'identification et la conception des processus d'affaires opérationnels et financiers, la formation initiale du personnel et du comité de vérification, l'analyse des dispenses facultatives et dispenses obligatoires de se conformer à l'exigence générale d'application rétrospective complète au moment du basculement vers les IFRS selon les dispositions de l'IFRS 1, le sommaire des informations dont la présentation sera obligatoire selon les IFRS en 2011 et le développement des solutions nécessaires pour résoudre chaque problème détecté.

La Société a terminé une évaluation préliminaire des incidences de l'adoption des IFRS. Toutefois, une évaluation définitive ne peut être faite à l'heure actuelle, et ce, tant que ne sera pas achevé le projet portant sur les activités à tarifs réglementés qui a récemment été ajouté à l'agenda technique de l'IASB.

Il est prévu que l'adoption des IFRS aura une incidence sur les besoins en matière de systèmes d'information. Chacune des filiales de la Société évalue actuellement la nécessité de faire des mises à niveau ou d'apporter des modifications aux systèmes pour assurer une conversion efficiente aux IFRS. Dans le cadre de la phase deux, des plans de systèmes d'information sont en préparation en vue de leur mise en œuvre au cours de la phase trois. À l'heure actuelle, l'incidence sur les systèmes d'information de chacune des filiales ne peut être raisonnablement établie.

Au cours de 2008, plusieurs organismes de réglementation ayant autorité sur les services publics réglementés de la Société ont entamé leurs propres projets liés aux IFRS pour établir la nature de tout changement qui devrait être apporté aux exigences comptables réglementaires en raison des IFRS. Les services publics réglementés de la Société ont travaillé et continueront de travailler de concert avec leurs organismes de réglementation respectifs pour cerner les questions de transition et suggérer la façon dont ces questions pourraient être traitées.

Phase trois : Mise en œuvre et examen. La troisième phase devrait commencer vers la moitié de 2009, et comprendra des modifications aux systèmes d'information et aux processus d'affaires, la finalisation des processus formels d'autorisation des modifications recommandées des conventions comptables et le déploiement d'autres programmes de formation destinés à l'ensemble des secteurs financiers de la Société et autres secteurs touchés, au besoin. Cette phase se terminera par la collecte de l'information financière nécessaire à la compilation des états financiers conformes aux IFRS et des rapprochements, l'intégration des IFRS dans les processus d'affaires et l'approbation par le comité de vérification des états financiers conformes aux IFRS.

Fortis poursuivra l'examen de la totalité des projets proposés et en cours de l'IASB, particulièrement le projet portant sur les activités à tarifs réglementés qui a récemment été ajouté à l'agenda technique de l'IASB, ainsi que les modifications proposées à l'IFRS 1 pour les entités exerçant des activités à tarifs réglementés, et participera à tout processus connexe comme il convient.

Activités à tarifs réglementés : Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, le CNC a modifié les chapitres qui suivent du *Manuel de l'ICCA* : i) le chapitre 1100, « Principes comptables généralement reconnus », retirant l'exonération temporaire relevant les entités assujetties à la réglementation des tarifs de l'exigence d'appliquer les directives du chapitre à la constatation et à l'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs; et ii) le chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », pour exiger la constatation de passifs et d'actifs d'impôts futurs, de même que de passifs et d'actifs compensatoires par les entités assujetties à la réglementation de leurs tarifs.

Conformément à la modification apportée au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfiques », 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 bénéfiques », au 31 décembre 2008, se serait traduite par une augmentation des actifs et passifs d'impôts futurs respectivement de 24 millions \$ et 497 millions \$, et par une augmentation correspondante des passifs et des actifs réglementaires respectivement de 24 millions \$ et 497 millions \$. Ces montants tiennent compte des incidences fiscales futures qu'aurait le 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.

Depuis le 1^{er} janvier 2009, avec l'élimination de l'exemption temporaire concernant l'application du chapitre 1100, la Société doit maintenant appliquer le chapitre 1100 à la constatation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs. Certains actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs continuent de faire l'objet de directives précises par une source première de PCGR du Canada qui ne s'appliquent qu'en des circonstances particulières décrites aux présentes, y compris au chapitre 1600, « États financiers consolidés », au chapitre 3061, « Immobilisations corporelles », au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfiques », et au chapitre 3475, « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités ». Les actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs dont il est question à la note 4 afférente aux états financiers consolidés de 2008, ne font pas l'objet de directives précises d'une source première de PCGR du Canada. Par conséquent, aux termes du chapitre 1100, la Société est tenue d'adopter des conventions comptables qui reposent sur l'exercice du jugement professionnel et qui sont conformes aux notions énoncées dans le chapitre 1000, « Fondements conceptuels des états financiers ». Les actifs et les passifs réglementaires de la Société sont admissibles à la constatation comme actifs et passifs selon le chapitre 1000. Par conséquent, l'élimination de l'exemption temporaire concernant l'application du chapitre 1100 pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 n'aurait eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de la Société. Fortis continue d'évaluer toute incidence additionnelle sur la présentation de l'information financière de la comptabilisation propre aux activités à tarifs réglementés.

Écarts d'acquisition et actifs incorporels : Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, la Société adoptera le nouveau chapitre 3064 du *Manuel de l'ICCA*, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels ». Ce chapitre, qui remplace le chapitre 3062, « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », et le chapitre 3450, « Frais de recherche et de développement », établit les normes de comptabilisation, d'évaluation et d'informations applicables aux écarts d'acquisition et aux actifs incorporels. L'incidence actuelle estimative sur les états financiers consolidés de la Société, si elle avait adopté le chapitre 3064 dans sa version modifiée au 31 décembre 2008, se serait traduite par une augmentation des actifs incorporels de 234 millions \$, une réduction des immobilisations de services publics de 232 millions \$ et une réduction des charges reportées et autres actifs de 2 millions \$ en raison du reclassement de la valeur comptable nette des terrains et des droits de transport, des coûts des logiciels et des coûts relatifs aux franchises. La Société continue d'évaluer et de quantifier toute incidence additionnelle de l'adoption de cette convention sur la présentation de l'information financière.

Risque de crédit et de juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers : Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, la Société adoptera le nouvel abrégé des délibérations du Comité sur les problèmes nouveaux (« CPN ») 173, « Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers », qui a été publié le 20 janvier 2009. Le CPN-173 exige que le risque de crédit de la Société et celui de ses contreparties soient pris en compte dans l'établissement de la juste valeur d'un instrument financier. Au 31 décembre 2008, seuls les instruments financiers dérivés de la Société étaient comptabilisés à la juste valeur, dont la plupart étaient hors du cours et comptabilisés à titre de passifs. La Société continue d'évaluer toute incidence additionnelle sur la présentation de l'information financière que pourrait avoir l'adoption de cet abrégé.

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 la Société 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 utilisant les cours du marché lorsqu'ils sont disponibles. Lorsqu'il n'y a pas de cours du marché disponibles, la juste valeur est établie en actualisant les flux de trésorerie futurs du titre d'emprunt particulier à un taux de rendement estimatif jusqu'à l'échéance équivalent au rendement d'obligations gouvernementales ou de bons du Trésor de référence comportant une échéance similaire, majoré d'une prime au risque de crédit, égale à celle d'émetteurs dont la qualité du crédit est semblable. 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.

Une augmentation du risque de crédit et des différentiels de taux attribuable à la volatilité des marchés des capitaux et financiers a entraîné une baisse de la juste valeur de la dette à long terme consolidée et des actions privilégiées de la Société au 31 décembre 2008 comparativement au 31 décembre 2007.

Rapport de gestion

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

Instruments financiers¹⁾

Aux 31 décembre	2008		2007	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
(en millions \$)				
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins d'un an ¹⁾	5 088	4 927	5 023	5 635
Actions privilégiées classées comme dette ²⁾	320	329	320	346

¹⁾ La valeur comptable au 31 décembre 2008 est présentée déduction faite des frais financiers reportés non amortis de 34 millions \$ (33 millions \$ au 31 décembre 2007).

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 347 millions \$ classées comme capitaux propres s'élevait à 268 millions \$ au 31 décembre 2008 (valeur comptable de 122 millions \$ et juste valeur de 107 millions \$ au 31 décembre 2007).

La Société et ses filiales ont recours aux instruments financiers dérivés pour couvrir les risques de fluctuation des taux d'intérêt, des taux de change et des prix du gaz naturel. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers dérivés à des fins de transaction.

Le tableau suivant présente un sommaire de la valeur des instruments financiers dérivés de la Société aux 31 décembre.

Instruments financiers dérivés

Aux 31 décembre	2008				2007	
	Durée jusqu'à l'échéance (en années)	Nombre de contrats	Valeur comptable (en millions \$)	Juste valeur estimative (en millions \$)	Valeur comptable (en millions \$)	Juste valeur estimative (en millions \$)
Actif (passif)						
Swaps de taux d'intérêt	1 à 2	2	–	–	–	–
Contrat de change à terme	Moins de 3	1	7	7	–	–
Dérivés sur gaz naturel :						
Swaps et options	Jusqu'à 3	228	(84)	(84)	(79)	(79)
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz	Jusqu'à 3	74	(8)	(8)	5	5

Les 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, et viennent à échéance en juillet 2009 et en octobre 2010. 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. En 2008, les swaps de taux d'intérêt des sociétés Terasen Gas sont arrivés à échéance.

Le contrat de change à terme est détenu par TGVI et est désigné comme couverture du risque de flux de trésorerie à l'égard d'environ 55 millions \$ US devant être payés en vertu d'un contrat visant la construction d'une installation de stockage de GNL.

Les dérivés 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, du contrat de change à terme et des dérivés 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 dérivés sur gaz naturel a été comptabilisée dans les créditeurs au 31 décembre 2008 (dans les créditeurs et dans les débiteurs 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. Le contrat de change à terme est évalué à la valeur actualisée de ses flux de trésorerie futurs selon les courbes de taux de change du marché futurs publiées. La juste valeur des dérivés sur gaz naturel reflète les montants estimatifs selon les courbes publiées que les sociétés Terasen Gas recevraient ou paieraient si elles étaient dans l'obligation d'acquiescer toutes les obligations contractuelles en cours à la date du bilan.

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 actuels et pertinents concernant le marché pour ces instruments à la date des bilans. Les estimations ne sont pas précises, du fait qu'elles mettent en jeu des incertitudes et des questions de jugement et, par conséquent, elles 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 connu. Au 31 décembre 2008, Fortis a comptabilisé des actifs réglementaires à court et à long terme de 360 millions \$ (312 millions \$ au 31 décembre 2007) et des passifs réglementaires à court et à long terme de 446 millions \$ (392 millions \$ au 31 décembre 2007). L'augmentation des actifs réglementaires par rapport à l'exercice précédent a principalement découlé des montants reportés dans le compte de report des charges de l'AESO de FortisAlberta en 2008 et du report d'une hausse du coût du combustible et de l'énergie à Maritime Electric et à Caribbean Utilities. L'augmentation des passifs 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 de 2008.

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 courants et l'information historique et tient compte de la durée de vie prévue des actifs. Au 31 décembre 2008, les immobilisations de services publics et les biens productifs consolidés de la Société s'établissaient à environ 7,9 milliards \$ ou environ 71 % du total des actifs consolidés, alors qu'au 31 décembre 2007, les biens de services publics et les immobilisations productifs consolidés atteignaient 7,3 milliards \$ ou environ 71 % du total des actifs consolidés. La hausse des immobilisations est principalement liée aux dépenses en immobilisations, qui ont totalisé 904 millions \$ en 2008. La dotation aux amortissements pour 2008 s'établit à 348 millions \$, par rapport à 273 millions \$ pour 2007. Les variations des taux d'amortissement peuvent avoir une incidence importante sur la dotation aux amortissements consolidée de la Société.

Dans le cadre du processus d'établissement des tarifs 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 d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, sur la durée de vie des actifs. Les coûts réels d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, sont portés en réduction de la 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 d'actifs 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 2008, le solde de ce passif réglementaire s'établissait à 337 millions \$ (319 millions \$ au 31 décembre 2007). Le montant des coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux provisionné et inclus dans la dotation aux amortissements en 2008 est de 35 millions \$ (33 millions \$ en 2007).

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 selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Les changements des taux d'amortissement approuvés par l'organisme de réglementation de FortisAlberta et de Newfoundland Power en 2008 n'ont pas eu d'incidence importante sur la dotation aux amortissements consolidée.

Coûts indirects capitalisés : Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés Terasen Gas, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Belize Electricity et, à compter de mai 2008, Caribbean Utilities 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 2008, les CIC ont totalisé 57 millions \$ (42 millions \$ en 2007). 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 plutôt que dans 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 procède à l'examen de la moins-value de l'écart d'acquisition et met son examen à jour à la clôture de l'exercice. Pour évaluer la moins-value, la juste valeur de chacune des unités d'exploitation de la Société est établie et comparée à la valeur comptable respective. Si la juste valeur de l'unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, on procède à un deuxième test pour établir le montant de la moins-value. Le montant de la moins-value est établi en déduisant la juste valeur des actifs et des passifs de l'unité d'exploitation de la juste valeur de l'unité d'exploitation, pour déterminer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition, puis en comparant ce montant à la valeur comptable de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation. Tout excédent de la valeur comptable de l'écart d'acquisition sur sa juste valeur implicite correspond au montant de la moins-value. 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 1,6 milliard \$ inscrit au bilan de la Société au 31 décembre 2008. Pour une analyse de la nature et de la variation de l'écart d'acquisition en 2008, voir la rubrique intitulée « Situation financière consolidée » du présent rapport de gestion.

Avantages sociaux futurs : La charge au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'avantages complémentaires de retraite (« ACR ») de la Société et de ses filiales est assujettie aux estimations utilisées pour le calcul actuariel de cette charge et des obligations connexes. Les principales hypothèses utilisées par la direction dans l'établissement de la charge de retraite et des obligations ont été le taux d'actualisation de l'obligation au titre des prestations constituées et le taux de rendement à long terme prévu des actifs du régime.

Les taux de rendement à long terme présumés des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées, aux fins de l'estimation de la charge de retraite de 2009, s'échelonnent de 6,75 % à 7,25 % pour les régimes de retraite à prestations déterminées les plus importants. En 2008, les taux de rendement à long terme présumés utilisés s'échelonnaient de 6,50 % à 7,50 %. En 2008, les actifs des régimes de retraite à prestations déterminées ont eu des rendements négatifs totalisant environ 92 millions \$, alors que des rendements positifs de 49 millions \$ avaient été prévus. Les prévisions de taux de rendement à long terme présumés des actifs des régimes de retraite se situent dans la fourchette des rendements prévus selon les modèles internes fournis par les actuaires.

Les taux d'actualisation présumés qui ont servi à évaluer les obligations au titre des prestations constituées aux dates d'évaluation applicables en 2008, et pour établir la charge de retraite de 2009, s'échelonnent de 6,00 % à 7,50 % pour les régimes de retraite à prestations déterminées les plus importants. Les taux d'actualisation présumés qui ont servi à évaluer les obligations au titre des prestations constituées de 2007 et à établir la charge de retraite de 2008 s'échelonnaient de 5,25 % à 5,60 %. Les taux d'actualisation ont été augmentés en raison de l'incidence des différentiels de risque de crédit plus élevés qui se sont appliqués aux obligations de sociétés de grande qualité par suite de la volatilité des marchés financiers. Les taux d'actualisation reflètent les taux d'intérêt du marché pour des obligations de première qualité dont les flux de trésorerie correspondent à l'échelonnement et au montant des versements prévus au titre des prestations de retraite. La méthode d'établissement des taux d'actualisation est conforme à celle utilisée pour établir les taux d'actualisation à l'exercice précédent.

Puisque la date d'évaluation des régimes de retraite à prestations déterminées de FortisAlberta, de FortisBC et de FortisOntario a été le 30 septembre 2008, l'incidence entre cette date et la clôture de l'exercice de la volatilité continue des marchés financiers sur les différentiels de risque de crédit n'est pas reflétée dans les taux d'actualisation présumés utilisés par ces services publics pour l'évaluation au 30 septembre 2008; de même, l'érosion continue de la valeur des marchés financiers n'est pas reflétée dans la juste valeur des actifs des régimes de retraite évalués au 30 septembre 2008.

Fortis ne prévoit pas d'augmentation importante de sa charge de retraite consolidée de 2009 à l'égard de ses régimes de retraite à prestations déterminées. L'amortissement des pertes de 2008 liées aux actifs des régimes de retraite devrait être en grande partie contrebalancé par l'incidence des taux d'actualisation plus élevés présumés. L'incidence de la diminution des actifs des régimes de retraite en 2008, qui se répercute sur la charge de retraite de 2009, est atténuée par l'utilisation de la méthode axée sur la valeur de marché pour évaluer les actifs des régimes de retraite des sociétés Terasen Gas et de Newfoundland Power.

Rapport de gestion

Toutefois, la charge consolidée au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et les obligations de capitalisation des régimes de retraite pour 2009 peuvent être touchées par les résultats des évaluations actuarielles au 31 décembre 2008, lesquelles, pour Newfoundland Power, la Société et un des régimes de retraite à prestations déterminées de Terasen, devraient être terminées en 2009.

Le tableau qui suit présente les sensibilités liées à une variation de 100 points de base du taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite et du taux d'actualisation sur la charge nette au titre des prestations constituées de 2008 des régimes de retraite à prestations déterminées, et l'actif et le passif connexes au titre des prestations constituées comptabilisés dans les états financiers consolidés de la Société, de même que l'incidence sur l'obligation au titre des prestations constituées des régimes de retraite à prestations déterminées. 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 2008

Augmentation (diminution)	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
<i>(en millions \$)</i>								
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de rendement	(3)	(4)	3	4	–	–	–	–
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de rendement	3	4	(3)	(4)	–	–	–	–
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	–	(3)	(1)	3	(1)	–	(19)	(38)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	4	6	(3)	(5)	1	–	21	46

Les autres hypothèses utilisées pour l'évaluation de la charge ou de l'obligation au titre des prestations constituées des régimes de retraite à prestations déterminées 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.

Pour les régimes d'ACR de la Société et de ses filiales, on utilise les mêmes estimations que celles utilisées pour le calcul actuariel de la charge et des obligations connexes. Les hypothèses décrites plus haut, à l'exception des hypothèses relatives au taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite et du taux moyen d'accroissement des salaires, de même que des tendances en matière de coûts des soins de santé, ont aussi été utilisées par la direction pour établir la charge et les obligations au titre des régimes d'ACR.

Comme il a été approuvé par leurs organismes de réglementation respectifs, FortisAlberta et Newfoundland Power comptabilisent le coût des régimes de retraite à prestations déterminées ou des régimes d'ACR selon la comptabilité de trésorerie, en vertu de laquelle les écarts entre les paiements au comptant faits au cours de l'exercice et la charge engagée au cours de l'exercice sont reportés à titre d'actif réglementaire ou de passif réglementaire. Par conséquent, toute modification des hypothèses entraîne une variation des actifs et des passifs réglementaires de ces sociétés et n'a pas d'incidence sur le bénéfice. Comme il est mentionné à la rubrique intitulée « Gestion du risque d'affaires – Rendement des régimes de retraite à prestations déterminées et besoins de capitalisation » du présent rapport de gestion, les sociétés Terasen Gas et FortisBC ont des mécanismes approuvés par les organismes de réglementation, de report des écarts entre la charge de retraite réelle et la charge de retraite prévue, utilisés pour établir les tarifs imposés à la clientèle, à titre d'actif réglementaire ou de passif réglementaire.

Au 31 décembre 2008, la Société avait un actif au titre des prestations constituées consolidé de 133 millions \$ (120 millions \$ au 31 décembre 2007) et un passif au titre des prestations constituées consolidé de 168 millions \$ (150 millions \$ au 31 décembre 2007). En 2008, la Société a comptabilisé une charge nette au titre des prestations constituées consolidée de 27 millions \$ (26 millions \$ en 2007).

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations : L'évaluation de la juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations exige que des estimations raisonnables soient faites à l'égard du mode et de la date de règlement des coûts de mise hors service de ces immobilisations qui comportent des obligations juridiques. Bien que la Société ait des obligations relativement à la mise hors service d'immobilisations liées à des centrales hydroélectriques, à des installations d'interconnexion, à des contrats d'approvisionnement en énergie de gros, au retrait du droit de passage de certains actifs du réseau de distribution à la fin de la durée de vie du réseau et à la remise en état de certains terrains, aucun montant n'était comptabilisé aux 31 décembre 2008 et 2007. 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 actifs de production, de distribution et de transport d'électricité seront en exploitation à perpétuité en raison de la nature de leurs activités; qu'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 connexes et d'assurer l'approvisionnement continu en électricité aux clients; qu'il est normalement prévu que le bail de location de terrains sera renouvelé indéfiniment; et que la nature et le montant exacts des coûts de remise en état des terrains ne peuvent être établis. S'il arrivait que des problèmes environnementaux soient connus et relevés, les actifs seraient déclassés, 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. 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 2008, les produits non facturés comptabilisés dans les débiteurs totalisaient environ 365 millions \$ (309 millions \$ au 31 décembre 2007) sur des produits consolidés annuels d'environ 3,9 milliards \$ (2,7 milliards \$ en 2007).

Éventualités : La Société et ses filiales font l'objet de diverses poursuites judiciaires et demandes de règlement dans le cours normal des affaires. La direction estime que le montant exigible, le cas échéant, découlant de ces poursuites ne devrait pas avoir d'incidence importante sur la situation financière ou les résultats d'exploitation consolidés 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. Cette question fait actuellement l'objet d'un appel auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique.

En 2007 et 2008, une filiale non réglementée de Terasen a reçu des avis de cotisation de l'ARC à l'égard d'impôts additionnels pour les années d'imposition 1999 à 2003. Cette éventualité a été pleinement provisionnée dans les états financiers consolidés de 2008. Terasen a entamé le processus d'appel lié aux avis de cotisation.

En 2008, la coentreprise Vancouver Island Gas a entamé une réclamation contre TGI pour des dommages-intérêts, alléguant des paiements excédentaires passés et une réduction future de droits de péage. La déclaration ne précise pas le montant des dommages-intérêts et, par conséquent, la société ne peut établir le montant de la réclamation à l'heure actuelle. La société est d'avis que cette réclamation est sans fondement. Aucun montant n'a donc été cumulé dans les états financiers consolidés de 2008.

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 un bref et déclaration par un propriétaire foncier privé 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 de 2008.

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 2001 à 2004, ii) des ajustements liés aux rabais consentis aux clients pour les années d'imposition 2001 à 2003, et iii) le versement par la société d'environ 6 millions \$ le 2 janvier 2001 en rapport avec un règlement négocié avec Énergie NB relativement à la dépréciation de 450 millions \$ de la centrale nucléaire Pointe Lepreau, en 1998. Maritime Electric juge avoir présenté sa situation fiscale de manière appropriée, à tous les égards, et elle a présenté un avis d'opposition au chef des Appels de l'ARC. En décembre 2008, la Division des appels de l'ARC a émis un avis de confirmation des nouvelles cotisations d'avril 2006. La société procédera au dépôt d'un appel auprès de la Cour canadienne de l'impôt.

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 2008, Maritime Electric avait provisionné ce montant dans les impôts futurs et exigibles à payer. Les dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) exigent que la société dépose auprès de l'ARC la moitié du montant de la cotisation faisant l'objet de l'opposition. Le montant actuellement déposé auprès de l'ARC pour la nouvelle cotisation est d'environ 6 millions \$.

FortisUS Energy

En 2008, une discontinuation légale et une quittance finale ont été prononcées à l'endroit de FortisUS Energy relativement à des procédures judiciaires intentées par le Village of Philadelphia (le « Village »), à New York. Le Village alléguait que FortisUS Energy devrait honorer une série de paiements courants et futurs, totalisant environ 9 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. Le règlement de ces procédures judiciaires n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de 2008 de la société.

Société Exploits

Le 16 décembre 2008, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a promulgué une loi visant l'expropriation de la plupart des actifs d'Abitibi-Consolidated situés à Terre-Neuve. Avant cette date, Abitibi-Consolidated avait annoncé la fermeture de son usine de papier journal de Grand Falls-Windsor, Terre-Neuve, avec prise d'effet le 31 mars 2009. Les actifs de production hydroélectrique de la société Exploits étaient inclus dans les biens touchés par la loi d'expropriation. La société Exploits est détenue à 51 % par Fortis Properties et à 49 % par Abitibi-Consolidated. Les états financiers de la société Exploits sont intégrés dans les états financiers consolidés de Fortis. La société Exploits a un prêt à terme de 61 millions \$ auprès de plusieurs prêteurs qui est garanti par les actifs de la société Exploits et qui est sans recours contre Fortis.

Des pourparlers sont en cours avec les prêteurs de la société Exploits à l'égard des questions ci-dessus. Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a publiquement déclaré ne pas avoir l'intention de nuire aux partenaires indépendants d'Abitibi-Consolidated ni aux prêteurs de la société Exploits. En attendant l'issue de ces questions, des frais financiers reportés de 2 millions \$ et des immobilisations de services publics de 61 millions \$ relatifs à la société Exploits ont été reclassés dans les charges reportées et autres actifs, et le prêt à terme de 61 millions \$ a été classé à court terme au bilan consolidé de Fortis au 31 décembre 2008.

Principales informations financières annuelles

Le tableau suivant présente les informations financières annuelles pour les exercices terminés les 31 décembre 2008, 2007 et 2006. 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.

Principales informations financières annuelles

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$, sauf les montants par action)

	2008	2007 ¹⁾	2006
Produits d'exploitation et quote-part du bénéfice d'un placement	3 903	2 718	1 472
Bénéfice net	259	199	149
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	245	193	147
Total de l'actif	11 178	10 273	5 441
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (déduction faite de la tranche échéant à moins d'un an)	4 884	4 623	2 558
Actions privilégiées ²⁾³⁾	667	442	442
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	3 046	2 601	1 276
Résultat de base par action ordinaire	1,56	1,40	1,42
Résultat dilué par action ordinaire	1,52	1,32	1,37
Dividendes déclarés par action ordinaire	1,01	0,88	0,70
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série C	1,3625	1,3625	1,3625
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série E	1,2250	1,2250	1,2250
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série F ⁴⁾	1,2250	1,2250	0,5211
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série G ³⁾	1,0184	—	—

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⁾ Un total de 9,2 millions d'actions privilégiées de premier rang, série G ont été émises le 23 mai 2008 et le 4 juin 2008 à 25,00 \$ l'action pour un produit net après impôts de 225 millions \$ et donnent droit à des dividendes cumulatifs de 1,3125 \$ par action par année.

⁴⁾ 5 millions d'actions privilégiées de premier rang, 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 droit à des dividendes cumulatifs de 1,2250 \$ par action par année.

2008 / 2007 – Les produits ont augmenté de 43,6 % par rapport à ceux de 2007. L'augmentation est attribuable aux contributions des sociétés Terasen Gas pour un exercice complet en 2008 comparativement à un exercice partiel en 2007. Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a monté de 26,9 % par rapport à 2007. La montée du bénéfice est le résultat surtout de la contribution des sociétés Terasen Gas au bénéfice pour un exercice complet en 2008 par rapport à un exercice partiel en 2007, à la croissance de la base tarifaire et à la hausse des RCP autorisés pour les services publics réglementés au Canada de la Société, ainsi que d'une production hydroélectrique non réglementée accrue par suite de précipitations plus abondantes. La montée du bénéfice a été atténuée par une perte non récurrente de 13 millions \$ découlant d'une décision tarifaire réglementaire rendue en juin 2008 pour Belize Electricity, et par des recouvrements moins élevés d'impôts sur les bénéfices des sociétés pour FortisAlberta. La croissance du total de l'actif et l'augmentation de la dette à long terme en 2008 sont le résultat principalement des investissements continus de la Société dans des systèmes d'énergie, en raison des programmes de dépenses en immobilisations de FortisAlberta, de FortisBC et des sociétés Terasen Gas, auxquels s'ajoute l'effet de change dû à la conversion d'actifs et de passifs libellés en monnaie étrangère. En 2008, la Société a émis des actions privilégiées d'un capital de 230 millions \$ dont le produit net a servi surtout au remboursement d'emprunts sur la facilité de crédit consentie de la Société, au financement des besoins de capitaux de FortisAlberta et des services publics d'électricité réglementés dans les Caraïbes de la Société, de même qu'aux fins générales du siège social. La Société a aussi émis des actions ordinaires d'un capital de 300 millions \$ en 2008, dont le produit net a été affecté au remboursement de la dette à court terme principalement engagée aux fins du rachat de titres de créance de 200 millions \$ de Terasen arrivant à échéance et aux fins générales du siège social. Le résultat de base par action ordinaire a augmenté de 11,4 % par rapport à 2007, surtout en raison de la croissance du bénéfice.

2007 / 2006 – Les produits, incluant la quote-part du bénéfice d'un placement, avaient augmenté de 84,6 % par rapport à ceux de 2006. L'augmentation était attribuable aux contributions des sociétés Terasen Gas, à partir de la date de leur acquisition, et à l'incidence de la consolidation de la participation conférant le contrôle d'environ 54 % de la Société dans Caribbean Utilities en 2007, alors qu'en 2006, la Société avait comptabilisé à la valeur de consolidation sa participation de 37 % dans Caribbean Utilities. Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires avait progressé de 31,3 % en regard de celui de 2006, en raison de l'acquisition de Terasen en mai 2007, du premier exercice complet de propriété de Fortis Turks and Caicos, des investissements importants effectués 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 tenaient 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 était attribuable principalement aux investissements continus de la

Rapport de gestion

Société dans les systèmes d'énergie, en raison des programmes de dépenses en immobilisations de FortisAlberta et de FortisBC et à l'acquisition du Delta Regina, en partie contrebalancée par l'effet de change ou à la conversion des actifs et des passifs libellés en monnaie étrangère. Les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires avaient plus que doublé en 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 par action ordinaire avait diminué de 1,4 % par rapport à celui de 2006. En 2007, le résultat de base par action avait été dilué par les actions ordinaires émises aux fins du financement de l'acquisition de Terasen et par le caractère saisonnier du bénéfice des sociétés Terasen Gas.

Résultats du quatrième trimestre

Les tableaux suivants présentent les informations financières non vérifiées des trimestres terminés les 31 décembre 2008 et 2007. 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. Une analyse des résultats financiers du quatrième trimestre de 2008 figure aussi dans le communiqué de presse du quatrième trimestre de 2008 de la Société, daté du 5 février 2009 et déposé sur le site SEDAR à l'adresse www.sedar.com à cette même date, qui est intégré par renvoi au présent rapport de gestion.

Sommaire des volumes, des ventes et des produits

Quatrièmes trimestres terminés les 31 décembre (non vérifié)	Volumes de gaz (TJ) Ventes d'énergie et d'électricité (GWh)			Produits (en millions \$)		
	2008	2007	Écart	2008	2007	Écart
Services publics réglementés de gaz au Canada (TJ)						
Sociétés Terasen Gas	66 816	69 108	(2 292)	606	548	58
Services publics réglementés d'électricité au Canada (GWh)						
FortisAlberta	4 068	4 002	66	78	68	10
FortisBC	842	839	3	66	61	5
Newfoundland Power	1 412	1 384	28	139	132	7
Autres services au Canada	543	554	(11)	65	66	(1)
	6 865	6 779	86	348	327	21
Services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes (GWh)	361	272	89	159	76	83
Activités non réglementées – Fortis Generation (GWh)	312	303	9	20	19	1
Activités non réglementées – Fortis Properties				52	50	2
Siège social et autres				7	6	1
Éliminations intersectorielles				(10)	(8)	(2)
Total	1 182	1 018	164			

Volumes de gaz : Les volumes de gaz pour les sociétés Terasen Gas ont reculé par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, surtout par suite d'une baisse des volumes de transport vendue à la clientèle disposant de son propre approvisionnement en gaz, en partie contrebalancée par la hausse des volumes des ventes à la clientèle résidentielle par suite d'une consommation accrue attribuable au temps plus froid qu'il a fait au cours du trimestre par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Ventes d'énergie et d'électricité : La hausse des ventes d'énergie et d'électricité des services publics réglementés d'électricité de la Société par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent a découlé de ce qui suit : i) deux mois additionnels de contribution de Caribbean Utilities en raison d'une modification de la date de fin d'exercice de ce service public; ii) hausse des ventes pour FortisAlberta découlant surtout de la croissance de la clientèle; et iii) augmentation des ventes pour Newfoundland Power, essentiellement attribuable à l'incidence combinée de la croissance de la clientèle et de l'augmentation de la consommation moyenne. Ces hausses ont été en partie contrebalancées par la baisse des ventes des autres services publics d'électricité au Canada, par suite de l'incidence de l'interruption des activités de certains clients industriels en Ontario, et de la baisse de la consommation moyenne en Ontario.

L'augmentation des ventes d'énergie pour les activités non réglementées de Fortis Generation se rattache principalement à la hausse de la production dans la région centrale de Terre-Neuve et dans le nord de l'État de New York. La hausse de la production est principalement le résultat de pluies plus abondantes.

Produits : Pour le quatrième trimestre de 2008, les produits ont augmenté de 164 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de 2007. L'augmentation est attribuable aux sociétés Terasen Gas et aux services publics réglementés d'électricité de la Société. Les sociétés Terasen Gas ont augmenté leurs produits par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, principalement en raison du coût plus élevé du

Rapport de gestion

gaz naturel facturé à la clientèle, de la hausse de la consommation résidentielle et d'une augmentation des tarifs de distribution du gaz naturel facturés à la clientèle avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, qui reflète un RCP autorisé plus élevé pour 2008. La hausse des produits gagnés par les services publics réglementés d'électricité au Canada par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent rend compte surtout des augmentations des tarifs imposés à la clientèle, qui comprenaient l'incidence de RCP plus élevés pour 2008 et d'une croissance de la clientèle. Les produits gagnés par les services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes ont augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de deux mois additionnels de contribution de Caribbean Utilities aux produits, de l'effet de change favorable d'environ 30 millions \$ dû à la conversion des produits libellés en monnaie étrangère, par suite de l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et du transfert à la clientèle de la hausse des coûts de l'approvisionnement énergétique.

Sommaire du bénéfice net attribuable aux actions ordinaires

Quatrièmes trimestres terminés les 31 décembre (*non vérifié*)

(en millions \$)

	2008	2007	Écart
Services publics réglementés de gaz au Canada			
Sociétés Terasen Gas	47	52	(5)
Services publics réglementés d'électricité au Canada			
FortisAlberta	11	6	5
FortisBC	7	7	–
Newfoundland Power	8	9	(1)
Autres services au Canada	3	3	–
	29	25	4
Services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	8	9	(1)
Activités non réglementées – Fortis Generation	8	7	1
Activités non réglementées – Fortis Properties	4	8	(4)
Siège social et autres	(20)	(22)	2
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	76	79	(3)

Bénéfice : Le bénéfice du quatrième trimestre de 2008 s'est établi à 76 millions \$, en baisse de 3 millions \$ par rapport au bénéfice de 79 millions \$ atteint pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les résultats du quatrième trimestre de 2007 avaient inclus l'incidence favorable d'éléments non récurrents totalisant environ 13 millions \$ comme suit : i) vente de terrains excédentaires par TGI; ii) baisse des passifs d'impôts futurs pour Fortis Properties découlant d'une réduction des taux d'impôt sur les bénéfices des sociétés en vigueur; et iii) remboursement lié à une entente d'interconnexion pour FortisOntario. En excluant ces éléments non récurrents, le bénéfice a été plus élevé de 10 millions \$ qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation provient d'un rendement accru et d'impôts sur les bénéfices des sociétés moins élevés pour FortisAlberta; de charges du siège social moins élevées, et d'un bénéfice additionnel de 1 million \$ pour Caribbean Utilities tenant à la modification de la date de fin d'exercice de ce service public. L'augmentation a été en partie contrebalancée par l'incidence de ce qui suit : i) un RBA autorisé moins élevé pour Belize Electricity, avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2008; ii) une perte de revenus d'environ 1 million \$ pour Fortis Turks and Caicos par suite de l'ouragan Ike; et iii) une réduction d'environ 2 millions \$ du bénéfice du quatrième trimestre de 2008 pour Newfoundland Power qui résulte d'une modification de la répartition trimestrielle de la charge annuelle d'électricité achetée par ce service public. La modification de la répartition trimestrielle de la charge annuelle d'électricité achetée n'a eu aucun effet sur le bénéfice annuel de Newfoundland Power.

Sommaire des flux de trésorerie

Quatrièmes trimestres terminés les 31 décembre (*non vérifié*)

(en millions \$)

	2008	2007	Écart
Trésorerie au début de la période	68	51	17
Flux de trésorerie liés à ce qui suit :			
Activités d'exploitation	214	152	62
Activités d'investissement	(277)	(234)	(43)
Activités de financement	58	89	(31)
Incidence du change sur les soldes de trésorerie	3	–	3
Trésorerie à la fin de la période	66	58	8

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, après ajustements au fonds de roulement, ont augmenté de 62 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation résulte principalement des variations favorables du fonds de roulement des sociétés Terasen Gas attribuables à l'incidence du temps plus froid qu'il a fait et des coûts plus élevés du gaz naturel facturés à la clientèle au cours du quatrième trimestre de 2008 comparativement au quatrième trimestre de 2007. L'augmentation a été en partie contrebalancée par une baisse des flux de trésorerie d'exploitation de FortisAlberta. Toutefois, au cours du quatrième trimestre de 2007, FortisAlberta avait reçu des fonds à la vente de montants figurant dans son compte de report des charges de l'AESO de 2007.

Rapport de gestion

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 43 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, reflétant la hausse des dépenses en immobilisations de services publics et l'acquisition de l'hôtel Fairmount Newfoundland en novembre 2008.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont été plus bas de 31 millions \$ qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Une hausse des flux de trésorerie liée à l'émission de 300 millions \$ d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2008 a été plus que contrebalancée par l'incidence d'une diminution nette de la dette au quatrième trimestre de 2008, alors qu'il y avait eu une augmentation nette de la dette au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Résultats trimestriels

Le tableau suivant présente les informations trimestrielles non vérifiées pour chacun des huit trimestres de la période du 31 mars 2007 au 31 décembre 2008. 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 financiers 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 (en millions \$)	Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires		Résultat par action ordinaire	
		(en millions \$)	(en millions \$)	De base (\$)	Dilué (\$)
31 décembre 2008	1 182	76	0,48	0,46	
30 septembre 2008	727	49	0,31	0,31	
30 juin 2008	848	29	0,19	0,18	
31 mars 2008	1 146	91	0,58	0,55	
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	

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 du moment où sont prises les décisions par les organismes de réglementation de leur application. Compte tenu de la diversité des entreprises, le caractère saisonnier peut varier. Les résultats financiers du quatrième trimestre de 2008 comprennent deux mois additionnels de contribution de Caribbean Utilities attribuables à la modification de la date de fin d'exercice de ce service public. 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 annuel au cours du premier et du quatrième trimestres. Les résultats financiers du deuxième trimestre de 2008 ont reflété l'incidence défavorable sur Fortis d'une charge de 13 millions \$ comptabilisée par Belize Electricity par suite de la décision tarifaire réglementaire rendue en juin 2008. En raison d'une variation de la répartition trimestrielle de la charge annuelle d'électricité achetée pour Newfoundland Power, le bénéfice de cette société pour 2008 a été moins élevé aux premier et quatrième trimestres, et plus élevé aux deuxième et troisième trimestres par rapport aux mêmes périodes de 2007. La variation de la répartition trimestrielle de la charge annuelle d'électricité achetée n'a eu aucun effet sur le bénéfice annuel de Newfoundland Power. À compter du 1^{er} août 2007, l'acquisition du Delta Regina en Saskatchewan a eu une incidence sur les résultats financiers.

Décembre 2008 / décembre 2007 – Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a été de 76 millions \$, ou 0,48 \$ l'action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2008, comparativement au bénéfice de 79 millions \$, ou 0,51 \$ l'action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2007. Une analyse des variations entre les résultats financiers du quatrième trimestre de 2008 et ceux du quatrième trimestre de 2007 est présentée à la rubrique intitulée « Résultats du quatrième trimestre » du présent rapport de gestion.

Septembre 2008 / septembre 2007 – Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a été de 49 millions \$, ou 0,31 \$ l'action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2008, par rapport au bénéfice de 31 millions \$, ou 0,20 \$ l'action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2007. Les résultats du troisième trimestre de 2008 comprennent une réduction d'impôts d'environ 7,5 millions \$ liée au règlement de questions fiscales de Terasen s'appliquant à des périodes antérieures. En excluant la réduction d'impôts de Terasen, le bénéfice du troisième trimestre de 2008 s'est établi à 41,5 millions \$, ou 0,26 \$ l'action ordinaire. En excluant l'élément non récurrent susmentionné, la croissance du bénéfice comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent tient surtout à la hausse du bénéfice de Newfoundland Power attribuable à la modification

de la répartition trimestrielle de la charge annuelle d'électricité achetée, de même qu'à l'augmentation de la production hydroélectrique non réglementée, à la hausse des bénéfices de FortisBC, amenée principalement par la baisse des coûts de l'approvisionnement énergétique, et au bénéfice accru de FortisAlberta, surtout à des recouvrements d'impôts des sociétés plus élevés. L'augmentation a été en partie contrebalancée par le bénéfice moins élevé des services publics réglementés dans les Caraïbes, dû à une réduction de 3,25 % des tarifs de base de l'électricité de Caribbean Utilities, à un RAB autorisé moins élevé pour Belize Electricity et à une perte de revenus pour Fortis Turks and Caicos en raison de l'incidence de l'ouragan Ike.

Juin 2008 / juin 2007 – Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a été de 29 millions \$, ou 0,19 \$ l'action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2008, par rapport à un bénéfice de 41 millions \$, ou 0,31 \$ l'action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2007. Les résultats du deuxième trimestre de 2008 comprennent une charge de 13 millions \$, ou 0,08 \$ l'action ordinaire, représentant la quote-part d'environ 70 % de la Société des coûts du combustible et de l'électricité achetée antérieurement engagés par Belize Electricity, ainsi qu'une charge non récurrente de 2 millions \$ pour FortisOntario liée au remboursement de montants relatifs à une convention d'interconnexion reçus au quatrième trimestre de 2007. En excluant les éléments non récurrents susmentionnés, le bénéfice du deuxième trimestre de 2008 s'est établi à 44 millions \$, comparativement à un bénéfice de 41 millions \$ pour le deuxième trimestre de 2007. Le bénéfice a inclus l'incidence favorable de la contribution au bénéfice des sociétés Terasen Gas pour un trimestre complet, d'un bénéfice plus élevé pour Newfoundland Power associé à la modification de la répartition trimestrielle de la charge annuelle d'électricité achetée, de l'augmentation de la production hydroélectrique non réglementée et de l'amélioration du rendement de Fortis Properties. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par un bénéfice moindre pour FortisAlberta étant donné une hausse des impôts sur les bénéfices des sociétés, et par l'augmentation des frais financiers du siège social liée à l'acquisition de Terasen.

Mars 2008 / mars 2007 – Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a été de 91 millions \$, ou 0,58 \$ l'action ordinaire, pour le premier trimestre de 2008, une augmentation de 49 millions \$ par rapport à un bénéfice de 42 millions \$, ou 0,38 \$ l'action ordinaire, pour le premier trimestre de 2007. La croissance du bénéfice découle principalement de la contribution des sociétés Terasen Gas, acquises le 17 mai 2007, et reflète aussi l'amélioration du rendement des services publics dans les Caraïbes. La croissance a été en partie contrebalancée par l'augmentation des frais financiers du siège social liée à l'acquisition de Terasen et par le bénéfice moins élevé de Newfoundland Power attribuable à la modification de la répartition trimestrielle de la charge annuelle d'électricité achetée. La contribution de Caribbean Utilities au bénéfice du premier trimestre de 2007 a été réduite de 2 millions \$ en raison d'une charge liée à la vente de turbines à vapeur.

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 pour 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 Fortis, de concert avec la direction, ont évalué la conception et l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information de la Société au 31 décembre 2008 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 l'établissement et du maintien des contrôles internes à l'égard de l'information financière (« CIIF ») 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 et l'efficacité des CIIF de la Société au 31 décembre 2008 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 CIIF de la Société au cours du quatrième trimestre de 2008 qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'elle aura une incidence importante sur les CIIF de la Société.

Événements postérieurs à la date du bilan

En février 2009, FortisAlberta a émis des débetures non garanties à 7,06 %, 30 ans, d'un capital de 100 millions \$ en vertu du prospectus de base simplifié déposé en décembre 2008. Le produit net a été affecté au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit consenties effectués pour soutenir le programme de dépenses en immobilisations de la société et aux fins générales du siège social.

En février 2009, TGI a émis des débetures non garanties à 6,55 %, 30 ans, d'un capital de 100 millions \$. Le produit net est affecté au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit effectués afin de soutenir les besoins de fonds de roulement et de dépenses en immobilisations, ainsi qu'au remboursement de débetures non garanties de 60 millions \$ qui viennent à échéance en juin 2009.

Perspectives

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes estimatives seront d'environ 1 milliard \$ en 2009 et d'environ 4,5 milliards \$ au cours des cinq prochains exercices. Le programme de dépenses en immobilisations de la Société devrait se traduire par une croissance du bénéfice et des dividendes.

En raison de ses importantes facilités de crédit et de sa structure du capital prudente, Fortis est d'avis qu'elle dispose de la flexibilité financière pour réagir à la crise économique mondiale et à la volatilité des marchés financiers qui devraient perdurer en 2009. La Société et ses services publics prévoient continuer d'avoir un accès raisonnable à du capital à long terme en 2009.

La Société se garde ouverte à des possibilités 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 naturel et d'électricité au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes. Fortis recherche aussi des occasions de croissance pour ses activités non réglementées afin de soutenir la stratégie de croissance de ses services publics réglementés.

Données sur les actions en circulation

Au 10 mars 2009, la Société avait 169,8 millions d'actions ordinaires; 5,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série C; 8,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série E; 5,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série F; et 9,2 millions d'actions privilégiées de premier rang, série G émises et en circulation. Seules les actions ordinaires de la Société sont assorties de droits de vote.

Le nombre d'actions ordinaires qui seraient émises si les options sur actions, les titres de créance convertibles et les actions privilégiées de premier rang, série C et série E étaient convertis au 10 mars 2009 est le suivant :

Conversion de titres en actions ordinaires

Au 10 mars 2009 (*non vérifié*)

Titres	Nombre d'actions ordinaires (en millions)
Options sur actions	4,1
Titres de créance convertibles	1,8
Actions privilégiées de premier rang, série C	6,0
Actions privilégiées de premier rang, série E	9,7
Total	21,6

Des renseignements additionnels, y compris la notice annuelle 2008, la circulaire d'information de la direction et les états financiers consolidés de Fortis Inc., sont disponibles sur le site SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur le site Web de la Société à l'adresse www.fortisinc.com.

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés annuels ci-joints de Fortis Inc. et toute l'information contenue dans le rapport annuel de 2008 ont été préparés par la direction, qui est responsable de l'intégrité de l'information présentée, y compris les montants qui doivent être nécessairement fondés sur des estimations et un jugement éclairé. Ces états financiers consolidés annuels ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. L'information financière contenue ailleurs dans le rapport annuel de 2008 est conforme à celle des états financiers consolidés annuels.

En s'acquittant de ses responsabilités relativement à la fiabilité et à l'intégrité des états financiers consolidés annuels, la direction a mis en œuvre et maintient un système d'information comptable et financière qui prévoit les contrôles internes nécessaires afin de s'assurer que les opérations sont adéquatement autorisées et comptabilisées, que l'actif est protégé et que le passif est constaté. Les systèmes de la Société et de ses filiales sont axés sur le besoin 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 évaluée de façon continue.

Le conseil d'administration, par l'intermédiaire du comité de vérification, qui est en totalité composé 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 relatifs à la comptabilité et à la présentation et la communication de l'information financière de la Société. Le comité de vérification tient des réunions auxquelles participent la direction, les vérificateurs des actionnaires et le vérificateur interne afin de discuter des résultats de la vérification externe, du caractère adéquat des contrôles internes relatifs à la comptabilité, 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 des actionnaires avant d'être recommandés au conseil d'administration aux fins d'approbation. Les vérificateurs nommés par les actionnaires ont plein et libre accès au comité de vérification. Le comité de vérification est tenu de réviser l'adoption et les modifications des principes et des pratiques comptables qui ont une incidence importante sur les états financiers consolidés annuels de la Société, et d'examiner, afin d'en informer le conseil d'administration, les politiques relatives à la comptabilité et les processus de présentation et de communication de l'information financière.

Le comité de vérification est tenu d'examiner les rapports financiers exigeant l'approbation du conseil d'administration avant qu'ils soient soumis aux commissions des valeurs mobilières et autres organismes de réglementation, d'évaluer et d'analyser les jugements posés par la direction qui ont une incidence importante sur la présentation de l'information financière, de s'assurer de l'indépendance des vérificateurs nommés par les actionnaires et de passer en revue leurs honoraires. Les états financiers consolidés annuels de 2008 ainsi que le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel de 2008 ont été examinés par le comité de vérification et, sur sa recommandation, ont été approuvés par le conseil d'administration de Fortis Inc. Le cabinet Ernst & Young s.r.l., vérificateurs indépendants nommés par les actionnaires de Fortis Inc. sur la recommandation du comité de vérification, a vérifié les états financiers consolidés annuels de 2008 et leur rapport suit.



H. Stanley Marshall
Président-directeur général
St. John's, Canada



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

Rapport des vérificateurs

Aux actionnaires de Fortis Inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Fortis Inc. aux 31 décembre 2008 et 2007, et 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 2008 et 2007 et 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 30 janvier 2009



Comptables agréés

États financiers

Bilans consolidés

FORTIS INC.

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)


ACTIF	2008	2007
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	66 \$	58 \$
Débiteurs	681	635
Charges payées d'avance	17	19
Actifs réglementaires (note 4)	157	119
Stocks (note 5)	229	207
	1 150	1 038
Charges reportées et autres actifs (note 6)	279	179
Actifs réglementaires (note 4)	203	193
Impôts futurs (note 19)	54	37
Immobilisations de services publics (note 7)	7 367	6 748
Biens productifs (note 8)	541	519
Actifs incorporels, déduction faite de l'amortissement (note 2)	9	15
Écart d'acquisition (note 9)	1 575	1 544
	11 178 \$	10 273 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Emprunts à court terme (note 26)	410 \$	475 \$
Créditeurs et charges à payer	874	793
Dividendes à verser	47	43
Impôts à payer	66	30
Passifs réglementaires (note 4)	45	20
Versements pour la période au titre de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (note 10)	240	436
Impôts futurs (note 19)	15	7
	1 697	1 804
Crédits reportés (note 11)	277	261
Passifs réglementaires (note 4)	401	372
Impôts futurs (note 19)	61	55
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (note 10)	4 884	4 623
Part des actionnaires sans contrôle (note 12)	145	115
Actions privilégiées (note 13)	320	320
	7 785	7 550
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 14)	2 449	2 126
Actions privilégiées (note 13)	347	122
Surplus d'apport	9	6
Composante capitaux propres des débetures convertibles (note 10)	6	6
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 16)	(52)	(88)
Bénéfices non répartis	634	551
	3 393	2 723
	11 178 \$	10 273 \$

Engagements (note 27)

Passifs éventuels (note 28)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Approuvés au nom du conseil d'administration,



Geoffrey F. Hyland
Administrateur



David G. Norris
Administrateur

États financiers

États des résultats consolidés

FORTIS INC.

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

	2008	2007
Produits d'exploitation	3 903 \$	2 718 \$
Charges		
Coût de l'approvisionnement énergétique	2 112	1 287
Charges d'exploitation	743	617
Amortissement	348	273
	3 203	2 177
Bénéfice d'exploitation	700	541
Frais financiers (note 17)	363	299
Gain sur la vente de biens (note 18)	–	(8)
	363	291
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés et part des actionnaires sans contrôle	337	250
Impôts sur les bénéfices des sociétés (note 19)	65	36
Bénéfice net avant part des actionnaires sans contrôle	272	214
Part des actionnaires sans contrôle	13	15
Bénéfice net	259	199
Dividendes sur actions privilégiées	14	6
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	245 \$	193 \$
Résultat par action ordinaire (note 14)		
De base	1,56 \$	1,40 \$
Dilué	1,52 \$	1,32 \$

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 de dollars canadiens)

	2008	2007
Solde au début de l'exercice	551 \$	486 \$
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	245	193
	796	679
Dividendes sur actions ordinaires	(162)	(128)
Solde à la fin de l'exercice	634 \$	551 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

États du résultat étendu consolidés

FORTIS INC.

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

	2008	2007
Bénéfice net	259 \$	199 \$
Gains (pertes) de change latent(e)s sur les investissements nets dans des établissements étrangers autonomes	115	(70)
(Pertes) gains sur couvertures d'investissements nets dans des établissements étrangers autonomes	(92)	48
Recouvrement (charge) d'impôts sur les bénéfices des sociétés	13	(9)
Variation des gains (pertes) de change latent(e)s, déduction faite des activités de couverture et des impôts (note 16)	36	(31)
Résultat étendu	295 \$	168 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

États financiers

États des flux de trésorerie consolidés

FORTIS INC.

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

	2008	2007
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	259 \$	199 \$
Éléments sans effet sur la trésorerie		
Amortissement – immobilisations de services publics et biens productifs	339	261
Amortissement – actifs incorporels et autres	9	12
Impôts futurs (note 19)	14	–
Part des actionnaires sans contrôle	13	15
Dépréciation des coûts reportés du combustible – Belize Electricity (note 4)	18	–
Gain sur la vente de biens (note 18)	–	(8)
Divers	(7)	–
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	(23)	11
	622	490
Variation du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie	41	(117)
	663	373
Activités d'investissement		
Variation des charges reportées, des autres actifs et des crédits reportés	(31)	(4)
Dépenses en immobilisations de services publics	(890)	(790)
Apports sous forme d'aide à la construction	85	73
Dépenses en immobilisations de biens productifs	(14)	(13)
Produit de la vente d'immobilisations	18	4
Acquisitions d'entreprises, déduction faite de l'encaisse acquise (note 21)	(22)	(1 303)
	(854)	(2 033)
Activités de financement		
Variation des emprunts à court terme	(69)	103
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	662	797
Remboursement de la dette à long terme et des obligations liées		
aux contrats de location-acquisition	(431)	(363)
(Remboursements) emprunts, montant net, sur les facilités de crédit consenties	(309)	25
Avances d'actionnaires (à des actionnaires) sans contrôle	3	(3)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais	308	1 267
Émission d'actions privilégiées, déduction faite des frais	223	–
Dividendes		
Actions ordinaires	(162)	(128)
Actions privilégiées	(14)	(6)
Dividendes de filiales versés aux actionnaires sans contrôle	(15)	(12)
	196	1 680
Incidence de la variation des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	3	(3)
Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	8	17
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	58	41
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	66 \$	58 \$

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 2008 et 2007

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 de distribution. Fortis répartit ses activités de services publics 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, deux secteurs d'activité étant traités distinctement. La répartition des activités entre ces différents secteurs isolables 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 isolable fonctionne de manière autonome et est responsable de ses profits et de ses pertes, ainsi que de l'affectation de ses propres ressources.

Les activités de chaque secteur isolable sont décrites ci-après :

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 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 principalement des 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 principalement des 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 le service principalement à des 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.
- b. *FortisBC* : Comprend FortisBC Inc., société de services publics d'électricité intégrée en exploitation dans l'intérieur méridional de la Colombie-Britannique. FortisBC Inc. possède quatre centrales hydroélectriques, lesquelles ont une capacité combinée de 223 mégawatts (« MW »). La part attribuable à FortisBC du secteur isolable des services publics réglementés d'électricité au Canada englobe également les 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 269 MW Brilliant, propriété conjointe de Columbia Power Corporation et de 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.
- c. *Newfoundland Power* : Newfoundland Power est le principal distributeur d'électricité à Terre-Neuve. Newfoundland Power possède une puissance installée de 140 MW, dont 97 MW d'origine hydroélectrique.
- d. *Autres services publics au Canada* : Comprennent Maritime Electric et FortisOntario. Maritime Electric est le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard. Maritime Electric possède aussi dans l'île des centrales d'une capacité combinée de 150 MW. FortisOntario fournit un service public d'électricité intégré à des clients de Fort Erie, de Cornwall, de Gananoque et de Port Colborne, en Ontario. FortisOntario exploite principalement la Compagnie canadienne d'énergie Niagara Inc. (« Compagnie canadienne d'énergie Niagara ») et 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 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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. La société possède une puissance installée de 34 MW. Fortis détient une participation conférant le contrôle d'environ 70 % dans Belize Electricity.
- b. *Caribbean Utilities* : Caribbean Utilities est l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans. La société possède une puissance installée de 137 MW. Fortis détient une participation conférant le contrôle d'environ 57 % dans Caribbean Utilities. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (TSX : CUP.U). L'exercice de Caribbean Utilities se terminait le 30 avril; par conséquent, jusqu'au troisième trimestre de 2008 inclusivement, ses états financiers étaient consolidés dans les états financiers de Fortis avec un décalage de deux mois. Caribbean Utilities a changé sa date de fin d'exercice pour l'établir au 31 décembre, de telle sorte qu'en 2008, la Société a consolidé quatorze mois de résultats financiers de Caribbean Utilities. L'incidence sur le bénéfice de 2008 est négligeable. Cette modification de la date de fin d'exercice de Caribbean Utilities éliminera le décalage de deux mois dans la consolidation des résultats financiers de Caribbean Utilities.
- c. *Fortis Turks and Caicos* : Comprend 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 and Caicos. La société possède une capacité de production combinée de 48 MW.

Activités non réglementées – Fortis Generation

- 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 la production de ces installations est vendue à Belize Electricity en vertu d'un contrat d'achat d'électricité de 50 ans échéant en 2055. Les centrales hydroélectriques du Belize sont exploitées par Belize Electric Company Limited (« BECOL »), filiale en propriété exclusive indirecte 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, qui vient à échéance le 30 avril 2009, 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.
- c. *Région centrale de Terre-Neuve* : Par l'intermédiaire d'Exploits River Hydro Partnership (« société Exploits »), partenariat créé 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. 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 Newfoundland and Labrador Hydro Corporation en vertu d'un contrat d'achat d'électricité de 30 ans venant à échéance en 2033 (note 28).
- 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.
- 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 en propriété exclusive indirecte de la Société.

Activités non réglementées – Fortis Properties

Fortis Properties possède et exploite 20 hôtels, comptant plus de 3 800 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 précisément liés à un secteur isolable. Ce secteur comprend des frais financiers, notamment les intérêts sur la dette engagée directement par Fortis et Terasen, et les dividendes sur les actions privilégiées classées comme passifs à long terme; les dividendes sur les actions privilégiées classées comme capitaux propres; d'autres dépenses du siège social, incluant les coûts d'exploitation généraux relatifs à Fortis et à 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 point de chute 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. Bien qu'ils ne soient actuellement pas importants, les résultats de Terasen Energy Services Inc. (« TES ») sont aussi présentés dans le secteur Siège social et autres. TES est une filiale en propriété exclusive non réglementée de Terasen qui offre des solutions d'énergies alternatives.

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 de la constatation de certains actifs, passifs, produits et charges en vertu de la réglementation peut différer de celui autrement prévu par les PCGR du Canada pour les entités non assujetties à la réglementation des tarifs. Les 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 prescrit l'utilisation d'une année témoin future pour établir les tarifs et, selon cette méthode, prescrit la prévision de l'électricité qui sera vendue, de même que la totalité des coûts des services publics, et prescrit un taux de rendement d'une structure de capital réputée appliqué à l'actif de la base tarifaire autorisée. 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 attribuables aux actionnaires ordinaires (« RCP »).

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. En 2008, la BCUC a prorogé la convention d'ÉTR de FortisBC pour les exercices 2009 à 2011. 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 8,62 % pour 2008 (8,37 % pour 2007) appliqué à une structure de capital réputée comprendre 35 % de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires. Le RCP autorisé de TGVI était de 9,32 % pour 2008 (9,07 % pour 2007) appliqué à une structure de capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires. Le RCP autorisé de FortisBC était de 9,02 % pour 2008 (8,77 % pour 2007) appliqué à une structure de capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires. 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 rajusté si les coûts de service réels diffèrent des estimations, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au traitement du compte de report ou au moyen de l'utilisation des mécanismes d'ÉTR.

FortisAlberta

FortisAlberta est régie par l'Alberta Utilities Commission (« AUC »), en vertu de l'*Electric Utilities Act* (Alberta), de la *Public Utilities Board Act* (Alberta), de la *Hydro and Electric Energy Act* (Alberta) et de l'*Alberta Utilities Commission Act* (Alberta). L'AUC administre ces lois et règlements portant sur la tarification, les taux, la construction, l'exploitation et le financement.

FortisAlberta exerce ses activités en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service comme le prescrit l'AUC. L'AUC prescrit l'utilisation d'une année témoin future pour établir les tarifs de distribution 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 8,75 % pour 2008 (8,51 % pour 2007) appliqué à une structure de capital réputée comprendre 37 % de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires. 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 prescrit l'utilisation d'une année témoin future pour établir les tarifs et, selon

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 8,95 % pour 2008 (8,60 % pour 2007) appliqué à une structure de capital réputée comprendre 45 % de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires. 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.

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 10,00 % pour 2008 (10,25 % pour 2007) en fonction d'une structure de capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires. 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 de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (Ontario) appliquées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »). Canadian Niagara Power est assujettie à une réglementation fondée sur le coût du service, et son bénéfice est réglementé d'après le rendement de la base tarifaire, majoré d'une récupération des coûts de distribution autorisés. En 2008, les tarifs de distribution d'électricité de ce service public étaient fondés sur les coûts de l'année témoin 2004, en appliquant une structure de capital réputée comprendre 46,7 % de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires. Selon le plan de la CEO, la structure du capital de ce service public sera modifiée pour comprendre 40 % de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires sur une période de trois ans. Le RCP autorisé de FortisOntario était de 9 % pour 2008 (9 % pour 2007).

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, venant à échéance en 2033. 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 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, le tarif de base de l'électricité comporte 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 du tarif 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 autorisé (« RAB »). Le RAB de Belize Electricity a été fixé à 10,00 % à compter du 1^{er} juillet 2008 (10,00 % à 15,00 % en 2007).

Caribbean Utilities

Caribbean Utilities produit et distribue de l'électricité dans sa zone de concession de l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans, en vertu d'une licence du gouvernement des îles Caïmans (le « gouvernement ») depuis le 10 mai 1966. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, de nouvelles licences ont été accordées à Caribbean Utilities. La nouvelle licence de transport et de distribution exclusive (« T&D ») est en vigueur pour une période initiale de 20 ans, venant à échéance en avril 2028, et comporte une disposition de renouvellement automatique. La nouvelle licence de production est en vigueur pour une période de 21,5 ans, venant à échéance en septembre 2029. Les nouvelles licences prescrivent des plafonds tarifaires et des mécanismes d'ajustement des tarifs fondés sur les indices des prix à la consommation publiés. Les tarifs imposés à la clientèle sont établis à l'aide d'un RAB autorisé cible initial de 10 %, en baisse par rapport au RAB autorisé de 15 % aux termes de l'ancienne licence. Les nouvelles licences précisent le rôle de l'Electric Regulatory Authority, laquelle gérera 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 autorisé 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 »).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

Réglementation (suite)

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 2008 sollicitaient un bénéfice d'exploitation autorisé pour 2008 de 22 millions \$ (18 millions \$ US) et un manque à gagner cumulatif au 31 décembre 2008 de 22 millions \$ (18 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

Les stocks sont évalués au coût moyen pondéré ou à la valeur de réalisation nette, selon le moindre des deux montants.

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 les montants versés par la clientèle et les gouvernements au titre du coût des immobilisations de services publics. 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 d'actifs 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 d'actifs 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 2008, le passif réglementaire à long terme au titre des coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux était de 337 millions \$ (319 millions \$ au 31 décembre 2007) (note 4 *xii*). Les sociétés Terasen Gas comptabilisent les coûts réels d'enlèvement d'actifs 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 d'actifs et de remise en état des lieux pour les sociétés Terasen Gas au 31 décembre 2008. FortisOntario, Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos portent les coûts d'enlèvement d'actifs 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 2008 et de 2007 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, Belize Electricity, et, à compter de mai 2008, Caribbean Utilities, 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 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 2008 s'est établie à environ 31 millions \$ (26 millions \$ en 2007).

Les immobilisations de services publics comprennent les stocks détenus aux fins de l'aménagement, de la construction et de l'entretien d'autres immobilisations de services publics. Lorsqu'ils sont mis en service, les stocks sont amortis linéairement sur la durée de service estimative des immobilisations de services publics auxquelles ils sont ajoutés.

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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Conformément aux exigences de leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés Terasen Gas, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Belize Electricity, et, à compter de mai 2008, Caribbean Utilities 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 2008, les CIC ont totalisé 57 millions \$ (42 millions \$ en 2007).

Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, Belize Electricity, et, à compter de mai 2008, Caribbean Utilities, 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 2008 s'est établie à 13 millions \$ (8 millions \$ en 2007) (note 17), y compris une composante capitaux propres de 6 millions \$ (3 millions \$ en 2007). L'AFUPC est passée en charges au moyen de la dotation aux amortissements sur la durée de service estimative des immobilisations de services publics connexes.

FortisAlberta dispose d'un compte d'ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales qui représente l'excédent de la valeur fiscale réputée des immobilisations de services publics de la société aux fins de l'établissement des tarifs réglementaires comparativement à la valeur aux fins fiscales de la société aux fins des impôts sur les bénéfices. L'ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales est amorti sur la durée de service estimative des immobilisations de services publics de la société au moyen d'une réduction de la dotation aux amortissements. L'ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales est porté en réduction des immobilisations de services publics. En 2008, la dotation aux amortissements a été réduite de 4 millions \$ (5 millions \$ en 2007) 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 39,0 %. Le taux mixte d'amortissement avant réduction pour amortissement des apports sous forme d'aide à la construction en 2008 s'est établi à 3,5 % (3,6 % en 2007).

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

	2008		2007	
	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	35	10–100	33
Électricité	5–75	28	10–75	28
Transport				
Gaz	10–50	37	10–50	38
Électricité	10–75	35	10–75	34
Production	5–75	29	5–75	32
Divers	5–67	14	5–67	14

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. 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.

Contrats de location

Les contrats de location qui transfèrent à la Société la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété des éléments loués sont capitalisés à la valeur actualisée des paiements locatifs minimaux. Les contrats de location-acquisition sont amortis sur la durée du contrat. Les paiements relatifs aux contrats de location-exploitation sont passés en charges sur une base linéaire sur la durée du contrat.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

Actifs incorporels

Les actifs incorporels incluent la juste valeur estimative des droits sur l'eau liés à la centrale hydroélectrique Rankine en Ontario et les actifs incorporels liés à l'acquisition de Terasen. Les droits sur l'eau de Rankine sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de vie estimative de l'actif jusqu'au 30 avril 2009. Au 30 avril 2009, conformément à l'accord Niagara Exchange Agreement, le droit sur l'eau de la Société sur la rivière Niagara lié à la centrale hydroélectrique Rankine viendra à échéance, et la contribution aux bénéfices connexe 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 2008, la valeur comptable nette des actifs incorporels s'établissait à 9 millions \$, déduction faite de l'amortissement cumulé de 28 millions \$ (15 millions \$ au 31 décembre 2007 (déduction faite de l'amortissement cumulé de 21 millions \$)).

Dépréciation d'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 et 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 consolidés découlant d'une réduction de valeur des actifs pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007.

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 test distinct, et une moins-value est comptabilisée si les rentrées de fonds futures ne sont plus suffisantes pour recouvrer la valeur comptable 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 comptable d'un actif réglementaire, y compris un juste rendement du capital ou des actifs, provient des 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.

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 de faire un test de dépréciation annuel et toute provision pour moins-value est passée en résultat. Pour évaluer la moins-value, la juste valeur de chaque unité d'exploitation de la Société est établie et comparée à sa valeur comptable. Si la juste valeur de l'unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, on procède à un deuxième test pour établir le montant de la moins-value. Le montant de la moins-value est établi en déduisant la juste valeur des actifs et des passifs de l'unité d'exploitation de la juste valeur de l'unité d'exploitation, pour déterminer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition, puis en comparant ce montant à la valeur comptable de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation. Tout excédent de la valeur comptable de l'écart d'acquisition sur sa juste valeur implicite correspond au montant de la moins-value. En plus du test de dépréciation annuel, la Société procède aussi à un test de dépréciation si un événement ou un changement de circonstances se produit qui laisse entendre que la juste valeur d'une unité d'exploitation puisse être inférieure à sa valeur comptable. Aucune provision pour moins-value de l'écart d'acquisition n'a été constituée pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007.

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 taux d'actualisation, 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Sauf pour les sociétés Terasen Gas et Newfoundland Power, les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur. Pour les sociétés 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 de la juste valeur des actifs du régime (la valeur de marché des actifs du régime pour les sociétés Terasen Gas et Newfoundland Power), selon le plus élevé des deux montants, 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 *viii*) et *xvii*)).

Régimes supplémentaires et d'avantages complémentaires de retraite (« ACR »)

La Société, les sociétés Terasen Gas, 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, les sociétés Terasen Gas, 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 supplémentaires et d'ACR 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 et 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'ACR 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. Le coût lié aux régimes supplémentaires de retraite de FortisAlberta est aussi récupéré 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'ACR 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 *iv*)).

Rémunération à base d'actions

La Société comptabilise une charge de rémunération à l'émission d'options sur actions attribuées en vertu de son régime d'options sur actions de 2002 (« le régime de 2002 ») et de son régime d'options sur actions de 2006 (« le régime de 2006 ») (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 aux 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 ») et d'unités d'actions liées au rendement (« UAR ») des administrateurs 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 UAR est fondée sur le cours de clôture de l'action ordinaire de la Société à la fin de chaque période financière.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

Conversion des devises

Les actifs et les passifs des établissements étrangers, qui sont tous autonomes et libellés en dollars américains ou en une monnaie alignée sur le dollar américain, sont convertis au taux de change en vigueur à la date des bilans. La monnaie de présentation de Belize Electricity est le dollar bélizien, alors que la monnaie de présentation de Caribbean Utilities, de FortisUS Energy, de BECOL et de Fortis Turks and Caicos est le dollar américain. Le dollar bélizien est fondé sur le dollar américain à raison de 2,00 \$ BZ pour 1,00 \$ US. Le taux de change en vigueur le 31 décembre 2008 était de 1,00 \$ US = 1,22 \$ CA (1,00 \$ US = 0,99 \$ CA au 31 décembre 2007). 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 les autres éléments 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 créance à long terme libellés en devises désignés à titre de couverture efficace des investissements nets dans des établissements étrangers sont comptabilisés séparément dans les autres éléments du résultat étendu.

Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan. Les produits et les charges libellés en devises sont convertis au taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les gains et les pertes de change sont inclus dans les résultats.

Instruments financiers

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 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.

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. Si un instrument financier dérivé est désigné à titre d'élément de couverture dans une relation de couverture de flux de trésorerie admissible, la tranche 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 tranche inefficace est immédiatement comptabilisée en résultat net. Pour les sociétés Terasen Gas, 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 xvi)). 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.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, la Société a adopté les chapitres 3862, « Instruments financiers – informations à fournir », et 3863, « Instruments financiers – présentation » du *Manuel de l'ICCA*, selon lesquels la Société est tenue de fournir des informations tant qualitatives que quantitatives qui permettent aux utilisateurs des états financiers d'évaluer la nature et l'étendue des risques liés aux instruments financiers auxquels la Société est exposée. Les nouvelles informations figurent aux notes 25 et 26.

Relations de couverture

Au 31 décembre 2008, les relations de couverture de la Société étaient composées de swaps de taux d'intérêt, d'un contrat de change à terme, de dérivés 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Fortis Properties a désigné ses contrats de swap de taux d'intérêt comme couvertures du risque de flux de trésorerie lié à la dette à long terme à taux variable. Les contrats de swap 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 swap de taux d'intérêt 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.

Le contrat de change à terme est détenu par TGVI et est désigné comme couverture du risque de flux de trésorerie à l'égard d'environ 55 millions \$ US devant être payés en vertu d'un contrat visant la construction d'une installation de stockage de gaz naturel liquéfié (« GNL »). Le contrat de change à terme est évalué à la valeur actualisée de ses flux de trésorerie futurs selon les courbes de taux de change du marché futurs publiées. Une variation de la juste valeur du contrat de change à terme est reportée à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de paiement à ces derniers à même les tarifs futurs, comme le permet l'organisme de réglementation.

Les dérivés sur gaz naturel servent à bloquer le prix d'achat réel du gaz naturel, la majorité des contrats d'approvisionnement en gaz naturel des sociétés Terasen Gas étant assortis de prix variables au lieu de prix fixes. La juste valeur des dérivés sur gaz naturel reflète les montants estimatifs selon les courbes publiées que la Société recevrait ou paierait si elle était dans l'obligation d'acquitter toutes les obligations contractuelles en cours à la date du bilan. Au 31 décembre 2008, aucun des dérivés sur gaz naturel n'a été désigné pour couvrir les contrats d'approvisionnement en gaz naturel. Néanmoins, une variation de la juste valeur des dérivés sur gaz naturel 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.

Le bénéfice de la Société tiré des filiales étrangères autonomes et les investissements nets dans ces dernières sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société a efficacement réduit cette exposition au moyen d'emprunts en dollars américains par le siège social. La Société a désigné la dette à long terme en dollars américains contractée par le siège social à titre de couverture du risque de change lié à ses investissements nets dans des établissements étrangers autonomes. Les gains et les pertes de change latents sur la dette à long terme libellée en dollars américains et les pertes et les gains de change latents partiellement compensatoires sur 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 ou 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.

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, à l'exception de certains comptes de report expressément prescrits par les organismes de réglementation respectifs, 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 auraient été comptabilisés, et les passifs d'impôts futurs et les actifs d'impôts futurs de la Société auraient augmenté d'environ respectivement 364 millions \$ et 18 millions \$ au 31 décembre 2008 (respectivement 344 millions \$ et 29 millions \$ au 31 décembre 2007).

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 du contrat 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

2. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

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 l'acheminement 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 *xiii*)).

FortisAlberta présente les produits et les charges liés aux services de transport sur une base nette dans les 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 se procurer le service de transport auprès de l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), d'en régler le coût et de percevoir les produits tirés du transport de ses clients en facturant les détaillants des clients par l'intermédiaire de la composante transport des tarifs de FortisAlberta approuvés par l'AUC. FortisAlberta est une société de distribution uniquement 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 *iii*)).

Les activités réglementées de FortisOntario sont principalement composées des activités de Cornwall Electric et de Canadian Niagara Power. Les tarifs d'électricité de 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 Canadian Niagara Power ne sont pas groupés. À Canadian Niagara Power, les coûts de l'énergie et du transport sont transmis à la clientèle, et ces coûts, ainsi que les produits liés à la récupération de ceux-ci, 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 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, y compris les obligations conditionnelles 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 ou 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 relativement aux centrales hydroélectriques ni aux actifs de transport et de distribution de la Société. Il est normalement prévu que ces actifs 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 aux clients. Si jamais des problèmes environnementaux survenaient, les actifs seraient déclassés 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 d'actifs ne peut être établie raisonnablement à l'heure actuelle.

La Société a établi qu'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations pourrait exister à l'égard de certains terrains. Certains terrains loués comprennent des actifs faisant partie intégrante de l'exploitation, 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. Certains autres terrains pourraient nécessiter une remise en état environnementale, mais le montant et la nature de cette remise en état ne peuvent être établis 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 moment, la nature et le montant des coûts pourront faire l'objet d'une estimation raisonnable.

Informations à fournir concernant le capital

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, la Société a adopté le chapitre 1535, « Informations à fournir concernant le capital » du *Manuel de l'ICCA*, selon lequel la Société doit fournir des informations supplémentaires sur son capital et sur la façon dont il est géré. L'information supplémentaire comprend des données quantitatives et qualitatives sur les objectifs, les politiques et les processus de gestion du capital de la Société. Les nouvelles informations figurent à la note 24.

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 d'information à l'égard 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. Modifications comptables futures

Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

En février 2008, le Conseil des normes comptables du Canada (« CNC ») a confirmé que les sociétés ayant une obligation publique de rendre des comptes au Canada devront basculer vers les IFRS en 2011. En avril 2008, le CNC a publié un exposé-sondage omnibus proposant que les sociétés ayant une obligation publique de rendre des comptes soient tenues d'appliquer les IFRS intégralement et sans modification dès le 1^{er} janvier 2011. La date d'adoption 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 et de son bilan d'ouverture au 1^{er} janvier 2010. Le CNC propose dans son exposé-sondage qu'une entité qui n'a pas appliqué une source première de PCGR publiée mais non encore entrée en vigueur ne soit pas tenue de fournir les informations exigées par le paragraphe 1506.30 du chapitre « Modifications comptables » du *Manuel de l'ICCA* à l'égard de cet exposé-sondage. Fortis continue d'évaluer l'incidence, sur la présentation financière, de l'adoption des IFRS et, à l'heure actuelle, l'incidence sur la situation financière et les résultats d'exploitation futurs ne peut être établie ou estimée raisonnablement. Fortis s'attend à devoir présenter beaucoup plus d'information en raison de l'adoption des IFRS et continue d'évaluer la quantité d'informations à fournir de même que les modifications qui pourraient devoir être apportées aux systèmes de collecte et de traitement de l'information.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

3. Modifications comptables futures (suite)

Activités à tarifs réglementés

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, le CNC a modifié les chapitres qui suivent du *Manuel de l'ICCA* : i) le chapitre 1100, « Principes comptables généralement reconnus », retirant l'exonération temporaire relevant les entités assujetties à la réglementation des tarifs de l'exigence d'appliquer les directives du chapitre à la constatation et à l'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs; et ii) le chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfiques », pour exiger la constatation de passifs et d'actifs d'impôts futurs, de même que de passifs et d'actifs réglementaires compensatoires par les entités assujetties à la réglementation de leurs tarifs.

Conformément à la modification apportée au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfiques », 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 bénéfiques », au 31 décembre 2008, se serait traduite par une augmentation des actifs d'impôts futurs et des passifs d'impôts futurs respectivement de 24 millions \$ et de 497 millions \$, et par une augmentation correspondante des passifs et des actifs réglementaires respectivement de 24 millions \$ et de 497 millions \$. Ces montants tiennent compte des incidences fiscales futures qu'aurait le 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.

Depuis le 1^{er} janvier 2009, avec l'élimination de l'exemption temporaire concernant l'application du chapitre 1100, la Société doit maintenant appliquer le chapitre 1100 à la constatation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs. Certains actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs continuent de faire l'objet de directives précises par une source première de PCGR du Canada qui ne s'appliquent qu'en des circonstances particulières décrites aux présentes, y compris au chapitre 1600, « États financiers consolidés », au chapitre 3061, « Immobilisations corporelles », au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfiques », et au chapitre 3475, « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités ». Tous les actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs dont il est question à la note 4 ne font pas l'objet de directives précises d'une source première de PCGR du Canada. Par conséquent, aux termes du chapitre 1100, la Société est tenue d'adopter des conventions comptables qui reposent sur l'exercice du jugement professionnel et qui sont conformes aux notions énoncées dans le chapitre 1000, « Fondements conceptuels des états financiers ». Les actifs et les passifs réglementaires de la Société sont admissibles à la constatation comme actifs et passifs selon le chapitre 1000. Par conséquent, l'élimination de l'exemption temporaire concernant l'application du chapitre 1100 pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 n'aurait eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de la Société. Fortis continue d'évaluer toute incidence additionnelle sur la présentation de l'information financière de la comptabilisation propre aux activités à tarifs réglementés.

Écarts d'acquisition et actifs incorporels

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, la Société adoptera le nouveau chapitre 3064 du *Manuel de l'ICCA*, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels ». Ce chapitre, qui remplace le chapitre 3062, « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », et le chapitre 3450, « Frais de recherche et de développement », établit les normes de comptabilisation, d'évaluation et d'information applicables aux écarts d'acquisition et aux actifs incorporels. L'incidence actuelle estimative sur les états financiers consolidés de la Société, si elle avait adopté le chapitre 3064 dans sa version modifiée au 31 décembre 2008, se serait traduite par une augmentation des actifs incorporels de 234 millions \$, une réduction des immobilisations de services publics de 232 millions \$ et une réduction des charges reportées et autres actifs de 2 millions \$ en raison du reclassement de la valeur comptable nette des terrains et des droits de transport, des coûts des logiciels et des coûts relatifs aux concessions. La Société continue d'évaluer et de quantifier toute incidence additionnelle de l'adoption de cette convention sur la présentation de l'information financière.

Risque de crédit et de juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, la Société adoptera le nouvel abrégé des délibérations du Comité sur les problèmes nouveaux (« CPN ») 173, « Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers », qui a été publié le 20 janvier 2009. Le CPN-173 exige que le risque de crédit de la Société et celui de ses contreparties soient pris en compte dans l'établissement de la juste valeur d'un instrument financier. Au 31 décembre 2008, seuls les instruments financiers dérivés de la Société étaient comptabilisés à la juste valeur (note 25), dont la plupart étaient hors du cours et comptabilisés à titre de passifs. La Société continue d'évaluer toute incidence additionnelle que l'adoption du CPN-173 pourrait avoir sur la présentation de l'information financière de la Société.

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 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, les services publics réglementés de la Société ont 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	Période de récupération résiduelle (années)		
<i>(en millions)</i>	2008	2007	
Comptes de stabilisation tarifaire – Sociétés Terasen Gas <i>i)</i>	76 \$	99 \$	1–3
Comptes de stabilisation tarifaire – Services publics d'électricité <i>ii)</i>	78	66	Diverses
Report des charges de l'AESO <i>iii)</i>	64	8	2
Actif réglementaire lié aux régimes d'ACR <i>iv)</i>	51	44	Ne peut être établie
Impôts sur les bénéfices recouvrables au titre des régimes d'ACR <i>v)</i>	18	16	Ne peuvent être établies
Amortissement reporté des immobilisations <i>vi)</i>	8	12	1–2
Dégroupement des services destinés aux clients résidentiels <i>vii)</i>	7	9	1–3
Coûts reportés des régimes de retraite <i>viii)</i>	7	8	7
Nouvelle cotisation d'impôt du pipeline Southern Crossing <i>ix)</i>	7	7	Ne peut être établie
Coût de gestion de l'énergie <i>x)</i>	7	6	1–8
Autres actifs réglementaires <i>xi)</i>	37	37	Ne peuvent être établies
Total des actifs réglementaires	360	312	
Moins : tranche à court terme	(157)	(119)	1
Actifs réglementaires à long terme	203 \$	193 \$	
Passifs réglementaires	Période de règlement résiduelle (années)		
<i>(en millions)</i>	2008	2007	
Provision pour coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux <i>xii)</i>	337 \$	319 \$	Ne peut être établie
Comptes de stabilisation tarifaire – Sociétés Terasen Gas <i>i)</i>	32	–	1–3
Comptes de stabilisation tarifaire – Services publics d'électricité <i>ii)</i>	9	–	1
Passif au titre des produits non facturés <i>xiii)</i>	15	22	Ne peut être établie
Passif d'incitatifs selon l'ÉTR <i>xiv)</i>	13	14	1
Produits constatés d'avance liés au pipeline Southern Crossing <i>xv)</i>	9	5	1–5
Juste valeur du contrat de change à terme <i>xvi)</i>	7	–	Ne peut être établie
Report des charges de retraite <i>xvii)</i>	4	6	1–5
Autres passifs réglementaires <i>xviii)</i>	20	26	Ne peuvent être établies
Total des passifs réglementaires	446	392	
Moins : tranche à court terme	(45)	(20)	1
Passifs réglementaires à long terme	401 \$	372 \$	

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 climatiques et la volatilité des cours du gaz naturel.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

4. Actifs et passifs réglementaires (suite)

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

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 CRCM cumule aussi les variations de la juste valeur des swaps sur gaz naturel de TGI.

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. Le CVCG cumule aussi les variations de la juste valeur des swaps sur gaz naturel de TGVI. 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. Au cours de 2008 et 2007, le CRIP a diminué puisque les bénéfices réalisés ont excédé le RCP autorisé.

Le montant du MRSP devrait être remboursé à même les tarifs sur une période de trois ans, et le total du solde au 31 décembre 2008 s'établissait à 8 millions \$. Les montants du CRCAM, du CRCM et du CVCG devraient être recouverts ou remboursés en totalité au cours du prochain exercice. En l'absence de réglementation des tarifs, les montants des comptes de stabilisation ne seraient pas reportés mais seraient plutôt comptabilisés en résultat lorsqu'ils seraient engagés. Le recouvrement ou le remboursement des comptes de stabilisation tarifaire est tributaire des volumes de consommation réelle de gaz naturel et des tarifs imposés à la clientèle approuvés chaque année.

Au 31 décembre 2008, les soldes du MRSP et du CRCAM étaient à payer, comparativement à des soldes à recevoir au 31 décembre 2007.

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, à Newfoundland Power, le PUB a ordonné de créer un compte de normalisation des effets climatiques afin de compenser l'effet des variations climatiques par rapport aux moyennes à long terme. Ce compte permet de diminuer d'un exercice à l'autre la volatilité du bénéfice de Newfoundland Power qui découlerait autrement de telles fluctuations des produits et de l'approvisionnement en électricité. La période de récupération des comptes de stabilisation tarifaire, à l'exception du compte de normalisation des effets climatiques de Newfoundland Power dont la période de récupération ne peut être établie, s'échelonne de 1 an à 5 ans et est assujettie à des examens périodiques par les organismes de réglementation respectifs.

Au 31 décembre 2008, le solde du compte de stabilisation tarifaire de Belize Electricity était à payer, comparativement à un solde à recevoir au 31 décembre 2007. Au cours du deuxième trimestre de 2008, un ajustement à la baisse de 18 millions \$ a été apporté au compte de stabilisation tarifaire de l'énergie de Belize Electricity, reflétant principalement le rejet de coûts du combustible et de l'électricité achetée antérieurement engagés, en raison de la décision finale portant sur la demande de tarifs pour 2008/2009 de Belize Electricity rendue par la PUC.

Le solde du compte de normalisation des effets climatiques de Newfoundland Power 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, les fluctuations des produits et de l'électricité achetée 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.

Au 31 décembre 2008, un solde de 12 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 six 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 huit mois.

En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts du combustible et de l'électricité achetée seraient comptabilisés dans la période au cours de laquelle ils sont engagés.

iii) 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. Au 31 décembre 2008, le solde du compte de report des charges de l'AESO, composé du solde des charges reportées de l'AESO de 2008 de 57 millions \$ et de la tranche non cédée du solde des charges reportées de l'AESO de 2007, devrait être recouvert à même les tarifs imposés à la clientèle respectivement en 2010 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 \$. Le produit consistait en une contrepartie au comptant de 64 millions \$ et en un effet à recevoir d'environ 2 millions \$ échéant en février 2009 et 2010.

- iv) *Actif réglementaire lié aux régimes d'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 les 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.
- v) *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 crée 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.
- 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 est amorti par imputation à la dotation aux amortissements et inclus dans les tarifs imposés à la clientèle de façon linéaire de 2008 à 2010. En l'absence de réglementation des tarifs, le report de l'amortissement des immobilisations n'aurait pas été comptabilisé.
- vii) *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. 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.
- viii) *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.
- ix) *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 ramené 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 28).
- x) *Coûts de gestion de l'énergie*
FortisBC assure la prestation de services de gestion de l'énergie visant à promouvoir auprès de sa clientèle des programmes d'efficacité énergétique. Comme l'exige une ordonnance de la BCUC, la société a capitalisé les dépenses connexes et elle les amortit linéairement sur huit ans. Cet actif réglementaire représente le solde avant amortissement des coûts de gestion de l'énergie. 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.
- xi) *Autres actifs réglementaires*
Les autres actifs réglementaires ont principalement trait aux sociétés Terasen Gas, à FortisAlberta, à FortisBC, à Newfoundland Power, à FortisOntario, à Maritime Electric et à Caribbean Utilities. Le solde est composé de divers éléments dont la valeur individuelle est inférieure à 5 millions \$. Au 31 décembre 2008, l'autorisation avait été obtenue de récupérer une tranche de 32 millions \$ du solde à même les tarifs futurs imposés à la clientèle et l'on devrait obtenir l'autorisation de récupérer le montant résiduel. Au 31 décembre 2008, une tranche du solde de 7 millions \$ (9 millions \$ au 31 décembre 2007) n'était pas assujettie à un rendement réglementaire. En l'absence de réglementation des tarifs, les reports n'auraient pas été autorisés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

4. Actifs et passifs réglementaires (suite)

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

xii) *Provision pour coûts futurs d'enlèvement d'actifs 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 d'actifs et de remise en état des lieux qui devraient être engagés à l'avenir. Comme le prescrivent les organismes de réglementation respectifs, le taux d'amortissement de FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power et Maritime Electric comprend un montant autorisé aux fins réglementaires pour pourvoir à ces coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération. Les coûts réels d'enlèvement d'actifs 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 d'actifs 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 2008, le montant inclus dans la dotation aux amortissements relativement à la provision pour coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux s'est établi à 35 millions \$ (33 millions \$ en 2007). En 2008, les coûts réels d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, se sont établis à 21 millions \$ (19 millions \$ en 2007). En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts d'enlèvement d'actifs 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.

xiii) *Passif au titre des produits non facturés*

Belize Electricity (et Newfoundland Power avant 2006) comptabilise les produits tirés des ventes d'électricité sur facturation (note 2). 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 7 millions \$ de ce passif réglementaire en 2008 (3 millions \$ en 2007). Le solde résiduel au 31 décembre 2008 sera amorti d'environ 5 millions \$ en 2009 et d'autant en 2010. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits seraient constatés selon la comptabilité d'exercice et le report des produits non encore facturés n'aurait pas été autorisé. Au 31 décembre 2008, le passif de produits non facturés de 6 millions \$ de Belize Electricity (5 millions \$ au 31 décembre 2007) n'est pas assujéti à un rendement réglementaire.

xiv) *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 de 11 millions \$, devrait être remboursé à la clientèle au moyen de réductions de tarifs en 2009. En fonction de l'actuelle structure d'ÉTR, la BCUC a approuvé le règlement, en 2009, du passif d'incitatifs réglementaires selon l'ÉTR de FortisBC de 2008, de 2 millions \$, lequel sera effectué au moyen d'une réduction des produits tirés de l'électricité de 2009. En l'absence de réglementation des tarifs, les montants d'incitatifs réglementaires selon l'ÉTR n'auraient pas été comptabilisés.

xv) *Produits constatés d'avance liés au pipeline Southern Crossing*

Ce passif réglementaire représente l'écart entre les produits réellement reçus de tierces parties au titre de l'utilisation du pipeline Southern Crossing, et les produits approuvés dans les besoins de revenus. Le solde est amorti sur cinq ans. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits auraient été constatés au moment de la prestation des services.

xvi) *Juste valeur du contrat de change à terme*

Ce passif réglementaire rend compte des variations de la juste valeur du contrat de change à terme qui couvre les paiements en dollars américains qui doivent être faits en vertu du contrat de construction de l'installation de stockage de GNL. En l'absence de réglementation des tarifs, les variations de la juste valeur du contrat de change à terme auraient été comptabilisées en résultat. Ce report réglementaire n'est pas assujéti à un rendement réglementaire.

xvii) *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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

xviii) 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 la valeur individuelle est inférieure à 5 millions \$. Au 31 décembre 2008, la Société a obtenu l'autorisation soit de rembourser à la clientèle une tranche de 17 millions \$ du solde ou de diminuer les tarifs futurs imposés à la clientèle et devrait obtenir une autorisation pour le montant résiduel. Au 31 décembre 2008, une tranche du solde de 2 millions \$ (7 millions \$ au 31 décembre 2007) n'était pas assujettie à un rendement réglementaire. En l'absence de réglementation des tarifs, les reports n'auraient pas été autorisés.

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 consolidés aurait été comme suit :

(en millions)	2008	2007
Diminution des actifs réglementaires	(349)\$	(303)\$
Diminution des passifs réglementaires	(446)	(392)
Diminution du cumul des autres éléments du résultat étendu	(18)	(48)
Diminution du solde d'ouverture des bénéficiaires non répartis	(61)	(60)
Augmentation des produits	582 \$	343 \$
Augmentation de coût de l'approvisionnement énergétique	540	340
Augmentation des charges d'exploitation	79	62
Diminution de la dotation aux amortissements	(39)	(28)
Augmentation des frais financiers	–	3
Diminution des impôts sur les bénéfices des sociétés	(16)	(15)
Augmentation (diminution) nette du bénéfice	18 \$	(19)\$

5. Stocks

(en millions)	2008	2007
Gaz stocké	212 \$	195 \$
Matières et fournitures	17	12
	229 \$	207 \$

Au cours de 2008, des stocks de 1 268 millions \$ (559 millions \$ en 2007) ont été passés en charges et portés aux coûts de l'approvisionnement énergétique à l'état des résultats consolidé. Les stocks imputés aux charges d'exploitation se sont établis à 14 millions \$ en 2008 (13 millions \$ en 2007), dont une tranche de 9 millions \$ au titre de coûts de restauration à Fortis Properties (8 millions \$ en 2007).

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, la Société a adopté le chapitre 3031 du *Manuel de l'ICCA*, « Stocks », et des stocks de 26 millions \$ inscrits au bilan ont été reclassés à titre d'immobilisations de services publics, puisqu'ils étaient détenus aux fins de la mise en valeur, de la construction et de l'entretien d'autres immobilisations de services publics (18 millions \$ au 1^{er} janvier 2007).

6. Charges reportées et autres actifs

(en millions)	2008	2007
Coûts reportés des régimes de retraite (note 20)	128 \$	114 \$
Immobilisations de production hydroélectrique de la société Exploits (note 28)	61	–
Contributions à l'AESO	48	19
Débiteurs à long terme (échéant en 2040)	9	7
Coûts récupérables et coûts de projets reportés	8	7
Prêts de gestion de l'énergie	6	6
Dépôt au titre des impôts sur les bénéfices de sociétés de Maritime Electric (note 28)	6	6
Autres charges et actifs reportés	13	20
	279 \$	179 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

6. Charges reportées et autres actifs (suite)

Au 31 décembre 2008, les immobilisations de production hydroélectrique et les frais financiers reportés de la société Exploits ont été reclassés dans les charges reportées et autres actifs plutôt que respectivement dans les autres immobilisations de services publics et la dette à long terme comme il est expliqué plus en détail à la note 28.

Les contributions à 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 un taux d'amortissement approuvé par l'AUC d'environ 3,8 %.

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.

Les prêts de gestion de l'énergie sont consentis à des clients résidentiels et de service général à l'égard de mesures d'efficacité énergétique et produits connexes, portent intérêt et comportent des échéances s'échelonnant de un an à dix ans.

Les autres charges et actifs reportés sont comptabilisés au coût et sont recouverts ou amortis sur la période estimative des avantages futurs.

7. Immobilisations de services publics

2008

(en millions)	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	2 426 \$	(495)\$	(180)\$	– \$	1 751 \$
Électricité	3 948	(1 042)	(490)	(87)	2 329
Transport					
Gaz	1 304	(316)	(100)	–	888
Électricité	970	(252)	(2)	–	716
Production	971	(280)	(1)	–	690
Actifs en construction	317	–	(11)	–	306
Divers	1 090	(390)	(13)	–	687
	11 026 \$	(2 775)\$	(797)\$	(87)\$	7 367 \$

2007

(en millions)	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	3 542	(961)	(463)	(91)	2 027
Transport					
Gaz	1 277	(286)	(102)	–	889
Électricité	873	(224)	–	–	649
Production	914	(240)	–	–	674
Actifs en construction	195	–	–	–	195
Divers	970	(337)	(14)	–	619
	10 004 \$	(2 412)\$	(753)\$	(91)\$	6 748 \$

Les actifs de distribution de gaz sont ceux qui sont utilisés aux fins de la transmission de 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les actifs de transport de gaz sont ceux utilisés pour l'acheminement de 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 bâtiments, le matériel, les véhicules, les stocks 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 2008 s'établissait à 56 millions \$ (51 millions \$ au 31 décembre 2007) et l'amortissement cumulé connexe était de 24 millions \$ (19 millions \$ au 31 décembre 2007).

8. Biens productifs

2008

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Bâtiments	485 \$	(51)\$	434 \$
Terrains	61	–	61
Incitatifs à la location	24	(14)	10
Matériel	56	(23)	33
Travaux de construction en cours	3	–	3
	629 \$	(88)\$	541 \$

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
Travaux de construction en cours	1	–	1
	592 \$	(73)\$	519 \$

Le coût des biens productifs faisant l'objet de contrats de location-acquisition au 31 décembre 2008 s'établissait à 1 million \$ (6 millions \$ au 31 décembre 2007) et l'amortissement cumulé connexe était de 0,1 million \$ (4 millions \$ au 31 décembre 2007).

9. Écart d'acquisition

(en millions)

	2008	2007
Solde au début de l'exercice	1 544 \$	661 \$
Acquisition de Terasen (note 21)	(4)	907
Reprise de provision pour coûts de restructuration	–	(2)
Acquisition progressive de Caribbean Utilities	6	–
Incidence de la conversion des devises	29	(22)
Solde à la fin de l'exercice	1 575 \$	1 544 \$

En 2008, les sociétés Terasen Gas ont constaté un avantage de pertes fiscales provenant de périodes antérieures à l'acquisition de Terasen par la Société, entraînant une réduction de l'écart d'acquisition.

L'écart d'acquisition relatif aux acquisitions de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos est libellé en dollars américains puisqu'il s'agit de la monnaie de présentation de ces sociétés. L'écart de conversion découle de la conversion de l'écart d'acquisition libellé en dollars américains et de l'incidence de la variation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

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

(en millions)	Date d'échéance	2008	2007
Services publics réglementés			
<i>Sociétés Terasen Gas</i>			
Hypothèques en garantie du prix d'achat garanties –			
Taux fixe moyen pondéré de 10,71 % (10,71 % en 2007)	2015–2016	275 \$	275 \$
Débitures non garanties –			
Taux fixe moyen pondéré de 6,29 % (6,44 % en 2007)	2009–2038	1 380	1 068
Prêt gouvernemental (note 27)	2009	8	6
Obligations découlant des contrats de location-acquisition	2012	10	9
<i>FortisAlberta</i>			
Débitures non garanties de premier rang –			
Taux fixe moyen pondéré de 5,61 % (5,57 % en 2007)	2014–2047	709	610
<i>FortisBC</i>			
Débitures garanties –			
Taux fixe moyen pondéré de 9,28 % (9,31 % en 2007)	2009–2023	44	45
Débitures non garanties –			
Taux fixe moyen pondéré de 6,06 % (6,06 % en 2007)	2009–2047	445	445
Obligations découlant des contrats de location-acquisition	2032	26	26
<i>Newfoundland Power</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang			
garanties à fonds d'amortissement –			
Taux fixe moyen pondéré de 7,84 % (7,84 % en 2007)	2014–2037	409	414
<i>Maritime Electric</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties –			
Taux fixe moyen pondéré de 8,10 % (9,43 % en 2007)	2010–2038	152	92
<i>FortisOntario</i>			
Billets non garantis de premier rang – Taux fixe de 7,09 %	2018	52	52
<i>Belize Electricity</i>			
<i>Garantis :</i>			
Prêt de la RBTT Merchant Bank en dollars américains –			
Taux fixe de 5,75 % à 8,15 %	2010–2012	5	6
<i>Non garantis :</i>			
Débitures en dollars béliziens –			
Taux fixe moyen pondéré de 10,35 % (10,36 % en 2007)	2012–2027	42	33
Autres prêts – Taux fixe moyen pondéré de 5,81 % (5,73 % en 2007)	2009–2015	11	11
Autres prêts à taux d'intérêt variable	2010–2015	18	10
<i>Caribbean Utilities</i>			
Billets de premier rang non garantis –			
Taux fixe moyen pondéré de 6,04 % (6,09 % en 2007)	2009–2022	204	177
<i>Fortis Turks and Caicos</i>			
<i>Non garantis :</i>			
Prêt de la Scotiabank (Turks and Caicos) Ltd. en dollars américains –			
Taux fixe et variable moyen pondéré de 3,91 % (3,88 % en 2007)	2013–2016	14	13
Prêt de la First Caribbean International Bank en dollars américains –			
Taux fixe de 5,65 %	2015	4	3
Activités non réglementées – Fortis Generation			
<i>Garantis :</i>			
Prêt hypothécaire – taux fixe de 9,44 %	2013	5	5
Prêt à terme – taux fixe de 7,55 % (sans recours contre Fortis Inc.) (note 28)	2028	61	62

Notes afférentes aux états financiers consolidés

(en millions)	Date d'échéance	2008	2007
Activités non réglementées – Fortis Properties			
<i>Garantis :</i>			
Prêts hypothécaires de premier rang –			
Taux fixe moyen pondéré de 7,02 % (7,02 % en 2007)	2010–2017	212 \$	220 \$
Billets de premier rang – Taux fixe de 7,32 %	2019	16	17
<i>Non garantis :</i>			
Obligations découlant des contrats de location-acquisition	2008	–	2
Facilités de crédit à taux variable non renouvelables	2009–2010	7	7
Siège social – Fortis et Terasen			
<i>Non garantis :</i>			
Débentures –			
Taux fixe moyen pondéré de 6,36 % (6,33 % en 2007)	2010–2014	230	436
Billets de premier rang en dollars américains –			
Taux fixe moyen pondéré de 6,23 % (6,23 % en 2007)	2014–2037	426	347
Débentures convertibles subordonnées en dollars américains –			
Taux fixe moyen pondéré de 5,50 % (5,66 % en 2007)	2016	44	45
Titres de participation – Taux fixe de 8,00 %	2040	125	126
Classement à long terme des emprunts sur les facilités de crédit (note 26)		224	530
Total de la dette à long terme et des obligations liées		5 158	5 092
aux contrats de location-acquisition		(34)	(33)
Moins : Frais financiers reportés			
Moins : Versements pour la période au titre de la dette à long terme		(240)	(436)
et des obligations liées aux contrats de location-acquisition			
		4 884 \$	4 623 \$

Certains des instruments de créance à long terme détenus par la Société et ses filiales sont garantis, comme il est indiqué dans le tableau plus haut. Lorsqu'une garantie est fournie, il s'agit habituellement d'une charge fixe ou variable sur des actifs précis de la société à laquelle la dette à long terme est liée.

Les hypothèques en garantie du prix d'achat des sociétés Terasen Gas 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 \$.

Remboursement sur la dette à long terme et les 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 et par la suite, de manière consolidée :

Année	En millions \$
2009	240
2010	219
2011	104
2012	254
2013	85
Par la suite	4 256

Services publics réglementés

FortisBC a une obligation liée à un contrat de location-acquisition relativement à l'exploitation du poste de transformation Brilliant. Les charges locatives minimales futures relatives à cette obligation liée à un contrat de location-acquisition s'établissent à environ 3 millions \$ par année jusqu'à l'expiration du contrat de location-acquisition en 2032. L'obligation au titre du contrat de location-acquisition porte intérêt à un taux mixte de 8,62 %.

Les débentures non garanties de Belize Electricity peuvent être rachetées par la société 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 en tout temps de gré à gré entre Belize Electricity et les porteurs de débentures est aussi autorisé.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

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

Siège social – Fortis et Terasen

Une tranche de 100 millions \$ des débetures non garanties sont rachetables au gré de Fortis 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 taux du gouvernement 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, échéant en 2016, sont rachetables par Fortis 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 35,46 \$ 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 2008 (6 millions \$ au 31 décembre 2007).

Terasen peut choisir de reporter les paiements sur les titres de participation à 8,00 % et régler ces paiements reportés au moyen d'une somme au comptant ou d'actions ordinaires de la société, et a l'option de régler le capital à l'échéance par l'émission d'actions ordinaires de la société. 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 à la valeur nominale à la même date.

11. Crédits reportés

(en millions)

	2008	2007
Passifs des régimes d'ACR (note 20)	129 \$	112 \$
Passifs des régimes à prestations déterminées (note 20)	34	32
Gains reportés sur la vente de biens de transport et de distribution du gaz naturel	46	50
Paiement reporté	43	40
Autres crédits reportés	25	27
	277 \$	261 \$

Les gains reportés sur la vente de biens de transport et de distribution du 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. Ces engagements découlant de contrats de location-exploitation sont présentés dans le tableau de la note 27.

Le paiement reporté provient de l'acquisition de TGVI par Terasen en date du 1^{er} janvier 2002. Le paiement reporté a une valeur nominale de 52 millions \$, mais il a été escompté au 17 mai 2007 à sa valeur actualisée. Au 31 décembre 2008, sa valeur actualisée était de 43 millions \$ (40 millions \$ au 31 décembre 2007). Le paiement est exigible le 31 décembre 2011 ou plus tôt si TGVI tire des produits des contrats de transport relatifs à des 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.

Les autres crédits reportés comprennent principalement des dépôts de clients, des passifs liés à des UAD ou à des UAR et des passifs liés aux régimes de retraite à cotisations déterminées non capitalisés.

12. Part des actionnaires sans contrôle

(en millions)

	2008	2007
Caribbean Utilities	92 \$	67 \$
Belize Electricity	44	38
Actions privilégiées de Newfoundland Power	7	7
Société Exploits	2	3
	145 \$	115 \$

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		2008		2007	
		Nombre d'actions	Montant (en millions)	Nombre d'actions	Montant (en millions)
	Classement				
Actions privilégiées de premier rang, série C	Dette	5 000 000	123 \$	5 000 000	123 \$
Actions privilégiées de premier rang, série E	Dette	7 993 500	197	7 993 500	197
Total classé comme dette		12 993 500	320 \$	12 993 500	320 \$
Actions privilégiées de premier rang, série F	Capitaux propres	5 000 000	122 \$	5 000 000	122 \$
Actions privilégiées de premier rang, série G	Capitaux propres	9 200 000	225	–	–
Total classé comme capitaux propres		14 200 000	347 \$	5 000 000	122 \$

Actions privilégiées de premier rang classées comme dette

Étant donné que les actions privilégiées de premier rang, série C et série E sont convertibles, au gré du porteur, en un nombre variable d'actions ordinaires de la Société selon un prix lié au cours de ces actions ordinaires, elles correspondent à la définition de passifs financiers et sont donc classées dans le passif à long terme, et les dividendes s'y rapportant sont classés dans les frais financiers.

Les actions privilégiées de premier rang, série C et série E donnent droit à des dividendes en espèces préférentiels et cumulatifs fixes respectivement de 1,3625 \$ et 1,2250 \$ l'action annuellement.

À compter des 1^{er} juin 2010 et 2013, la Société peut choisir de racheter, au comptant, les actions privilégiées de premier rang respectivement de série C et de série E en circulation, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre à des prix s'échelonnant de 25,75 \$ à 25,00 \$ l'action majorés de tous les dividendes cumulés et impayés jusqu'à la date de rachat fixée exclusivement.

À compter des 1^{er} juin 2010 et 2013, la Société peut choisir de convertir, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, les actions privilégiées de premier rang respectivement de série C et 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, majoré de tous les dividendes cumulés et impayés par le plus élevé des deux montants suivants : 1,00 \$ et 95 % du cours de l'action ordinaire à cette date.

À compter des 1^{er} septembre 2013 et 2016, chaque action privilégiée de premier rang respectivement de série C et de série E pourra être convertie, au gré du porteur, le premier jour de septembre, de décembre, de mars et de 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 par le plus élevé des deux montants suivants : 1,00 \$ et 95 % du cours de l'action ordinaire à cette date. Si un porteur d'actions privilégiées de premier rang, série C ou 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 au comptant ou organiser la vente de ces actions à des acheteurs de remplacement.

Actions privilégiées de premier rang classées comme capitaux propres

En mai 2008, la Société a émis 8 millions d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif à taux d'intérêt fixe de 5,25 % rétabli sur cinq ans, série G (les « actions privilégiées de premier rang, série G ») et, en juin 2008, a émis un nombre additionnel de 1,2 million d'actions privilégiées de premier rang, série G, par suite de l'exercice intégral de l'option en cas d'attribution excédentaire dans le cadre du placement de 8 millions d'actions privilégiées de premier rang, série G. Les 9,2 millions d'actions privilégiées de premier rang, série G ont été émises à 25,00 \$ l'action, pour un produit net après impôts de 225 millions \$.

Étant donné que les actions privilégiées de premier rang, série F et série G 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 consolidé immédiatement avant d'établir le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires.

Les actions privilégiées de premier rang, série F donnent droit à des dividendes préférentiels en espèces fixes et cumulatifs au taux annuel de 1,2250 \$ l'action. Les actions privilégiées de premier rang, série G donnent droit à des dividendes préférentiels en espèces fixes et cumulatifs au taux annuel de 1,3125 \$ l'action pour chaque année jusqu'au 31 août 2013 inclusivement. Pour chaque période de cinq ans après cette date, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang, série G ont droit à un dividende en espèces cumulatif à taux d'intérêt fixe rétabli. Le taux rétabli du dividende par action annuel sera calculé en multipliant les 25,00 \$ l'action par le taux du dividende fixe annuel, soit la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans à la date de rétablissement applicable, plus 2,13 %.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

13. Actions privilégiées (suite)

Actions privilégiées de premier rang classées comme capitaux propres (suite)

À compter du 1^{er} décembre 2011, la Société peut choisir de racheter, au comptant, les actions privilégiées de premier rang, série F en circulation, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, à des prix s'échelonnant de 26,00 \$ à 25,00 \$ l'action majorés de tous les dividendes cumulés et impayés. Le 1^{er} septembre 2013, et le 1^{er} septembre de chacune des cinq années suivantes, la Société peut racheter, au comptant, les actions privilégiées de premier rang, série G en circulation, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, au prix de 25,00 \$ l'action majoré de tous les dividendes cumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat exclusivement.

14. Actions ordinaires

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

Émises et en circulation	2008		2007	
	Nombre d'actions	Montant (en millions)	Nombre d'actions	Montant (en millions)
Actions ordinaires	169 190 917	2 449 \$	155 521 313	2 126 \$

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

	2008		2007	
	Nombre d'actions	Montant (en millions)	Nombre d'actions	Montant (en millions)
Solde au début de l'exercice	155 521 313	2 126 \$	104 091 542	829 \$
Appel public à l'épargne	11 700 000	291	5 170 000	146
Appel public à l'épargne – Conversion de reçus de souscription	–	–	44 275 000	1 119
Conversion de débentures	1 041 871	11	882 626	9
Régime d'achat d'actions de consommateurs	88 686	2	79 463	3
Régime de réinvestissement des dividendes	230 601	6	203 763	5
Régime d'achat d'actions des employés	272 095	7	240 578	6
Régimes d'options sur actions	336 351	6	578 341	9
Solde à la fin de l'exercice	169 190 917	2 449 \$	155 521 313	2 126 \$

En décembre 2008, Fortis a émis 11,7 millions d'actions ordinaires à 25,65 \$ l'action ordinaire. Cette émission d'actions ordinaires a dégagé un produit brut d'environ 300 millions \$, ou environ 291 millions \$ déduction faite des frais après impôts.

Au cours de 2008, les porteurs des anciennes débentures convertibles subordonnées non garanties à 6,75 % et à 5,50 % de la Société ont converti en 1,0 million environ d'actions ordinaires de la Société une tranche d'environ 11 millions \$ US des débentures.

En janvier 2007, Fortis a émis 5,17 millions d'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.

En mars 2007, en vue de financer une partie importante du prix d'acquisition au comptant net de Terasen, la Société a vendu environ 44,3 millions de reçus de souscription à un coût unitaire de 26,00 \$ pour un produit brut d'environ 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. En outre, chaque porteur des reçus de souscription a reçu un paiement en espèces de 0,21 \$ par reçu de souscription, qui correspond 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 cours de 2007, les porteurs des anciennes débentures convertibles subordonnées non garanties à 6,75 % et 5,50 % de la Société ont converti en environ 0,9 million d'actions ordinaires de la Société une tranche d'environ 9 millions \$ US des débentures de 20 millions \$ US de la Société.

Au 31 décembre 2008, 9,8 millions d'actions ordinaires (6,2 millions au 31 décembre 2007) demeuraient réservées pour émission aux termes des régimes d'achat d'actions, de réinvestissement des dividendes et d'options sur actions susmentionnés. En 2008, 5 millions d'actions ordinaires additionnelles ont été réservées en vertu du régime de réinvestissement des dividendes selon une bonification apportée au régime. La Société a modifié et bonifié son régime de réinvestissement des dividendes pour prévoir un escompte de 2 % à l'achat d'actions ordinaires sur le capital-actions autorisé à même les dividendes réinvestis, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2009.

Au 31 décembre 2008, le nombre d'actions ordinaires réservées pour émission aux termes des débentures convertibles et des actions privilégiées de la Société s'établissait respectivement à 1,4 million et 26 millions (respectivement 2,4 millions et 26 millions au 31 décembre 2007).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Au 31 décembre 2008, 3 millions \$ (3 millions \$ au 31 décembre 2007) d'actions ordinaires n'avaient pas été entièrement libérées du fait de montants à rembourser 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. En 2008, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation était de 157,4 millions et de 137,6 millions en 2007.

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 :

	2008			2007		
	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
Résultat de base par action ordinaire	245 \$	157,4	1,56 \$	193 \$	137,6	1,40 \$
Incidence des titres potentiellement dilutifs :						
Reçus de souscription ¹⁾	–	–		–	7,8	
Options sur actions	–	1,0		–	1,2	
Actions privilégiées (notes 13 et 17)	17	13,9		17	11,5	
Débetures convertibles	2	1,4		3	2,8	
	264	173,7		213	160,9	
Moins effets antidilutifs :						
Débetures convertibles	–	–		(2)	(1,4)	
Résultat dilué par action ordinaire	264 \$	173,7	1,52 \$	211 \$	159,5	1,32 \$

¹⁾ La dilution est 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.

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 et de ses filiales des options sur actions ordinaires de la Société. Au 31 décembre 2008, 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 sur actions des cadres et du régime de 2002, et toutes les nouvelles options sont attribuées dans le cadre du régime de 2006.

Les options attribuées en vertu du régime de 2006 comportent une durée maximale de sept ans et viennent à échéance au plus tard trois ans après la cessation d'emploi, le décès ou le départ à la retraite du titulaire d'options, et les droits sont acquis en tranches égales à chaque anniversaire de la date d'attribution, sur une période de quatre ans. Les administrateurs ne sont pas admissibles aux attributions d'options en vertu du régime de 2006.

Nombre d'options :	2008	2007
Options en cours au début de l'exercice	3 691 771	3 550 055
Attribuées	827 504	754 800
Annulées	(42 462)	(34 743)
Exercées	(336 351)	(578 341)
Options en cours à la fin de l'exercice	4 140 462	3 691 771
Options comportant des droits acquis, fin de l'exercice	2 279 240	1 901 811

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

15. Régimes de rémunération à base d'actions (suite)

Prix d'exercice moyens pondérés :	2008	2007
Options en cours au début de l'exercice	18,86 \$	16,11 \$
Attribuées	28,27	27,75
Annulées	24,20	22,43
Exercées	14,48	13,35
Options en cours à la fin de l'exercice	21,04	18,86

Voici des détails quant aux options sur actions en cours et dont les droits étaient acquis au 31 décembre 2008 :

Nombre d'options en cours	Nombre d'options dont les droits sont acquis	Prix d'exercice	Date d'échéance
97 842	97 842	9,57 \$	2011
166 473	166 473	12,03 \$	2012
472 393	472 393	12,81 \$	2013
572 528	572 528	15,28 \$	2014
10 000	10 000	15,23 \$	2014
32 793	32 793	14,55 \$	2014
637 902	457 808	18,40 \$	2015
28 000	21 000	18,11 \$	2015
17 500	9 065	20,82 \$	2015
556 615	256 072	22,94 \$	2016
596 232	149 058	28,19 \$	2014
136 832	34 208	25,76 \$	2014
815 352	–	28,27 \$	2015
4 140 462	2 279 240		

Le prix d'exercice moyen pondéré des options sur actions comportant des droits acquis au 31 décembre 2008 était de 16,81 \$.

En février 2008, la Société a attribué 827 504 options d'achat d'actions ordinaires en vertu de son régime de 2006 au cours moyen pondéré de 28,27 \$ en fonction des volumes des cinq jours précédant immédiatement la date d'attribution. La juste valeur des options attribuées était de 4,76 \$ l'option.

La juste valeur a été estimée à la date d'attribution selon le modèle de Black et Scholes et d'après les hypothèses suivantes :

Rendement de l'action (%)	2,90
Volatilité prévue (%)	20,7
Taux d'intérêt sans risque (%)	3,92
Durée de vie moyenne pondérée prévue (en années)	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 droits rattachés aux 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 3 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 (2 millions \$ en 2007).

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 d'une action ordinaire 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 en 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Nombre d'UAD :	2008	2007
UAD en cours au début de l'exercice	69 722	46 959
Attribuées	27 224	20 859
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	3 671	1 904
UAD en cours à la fin de l'exercice	100 617	69 722

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, une charge de 0,2 million \$ (0,8 million \$ en 2007) a été comptabilisée relativement au régime d'UAD.

Régime d'UAR

En 2004, la Société a mis en place le régime d'UAR qui est inclus à titre de composante des incitatifs à long terme attribués uniquement au président-directeur général de la Société. Chaque UAR correspond à une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur d'une action ordinaire de la Société.

Nombre d'UAR :	2008	2007
UAR en cours au début de l'exercice	67 615	66 845
Attribuées	32 940	19 570
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	3 011	1 883
UAR rachetées	(18 019)	(20 683)
UAR en cours à la fin de l'exercice	85 547	67 615

En mars 2008, 18 019 UAR ont été remises au président et chef de la direction de la Société au cours de 28,36 \$ par UAR, soit un montant total d'environ 0,5 million \$. Le paiement a eu lieu à l'échéance de la période de trois ans pour l'attribution d'UAR qui avait été effectuée en mars 2005, et le président-directeur général a respecté toutes les conditions de paiement établies par le comité des ressources humaines du conseil d'administration de Fortis.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, une charge de 0,6 million \$ (0,6 million \$ en 2007) a été comptabilisée relativement au régime d'UAR.

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 de flux de trésorerie abandonnées, dont il est question à la note 2.

	2008		
	Solde d'ouverture 1 ^{er} janvier	Variation nette	Solde de clôture 31 décembre
<i>(en millions)</i>			
(Pertes) gains de change latent(e)s, déduction faite des activités de couverture et après impôts	(82)\$	36 \$	(46)\$
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	(88)\$	36 \$	(52)\$
	2007		
	Solde d'ouverture 1 ^{er} janvier	Montant transitoire 1 ^{er} janvier	Solde de clôture 31 décembre
<i>(en millions)</i>			
Pertes de change latentes, déduction faite des activités de couverture et après impôts	(51)\$	– \$	(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)\$	(88)\$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

16. Cumul des autres éléments du résultat étendu (suite)

Au cours de 2008, des gains de change latents de 115 millions \$ (pertes de 70 millions \$ en 2007) ont été comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu relativement à l'investissement net de la Société dans des établissements étrangers autonomes dont les résultats financiers sont libellés en dollars américains. Ces gains de change latents ont été en partie contrebalancés par la tranche efficace des pertes latentes après impôts de 79 millions \$ (gains après impôts de 39 millions \$ en 2007) liées à la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains désignée à titre de couverture du risque de change détenue par la Société. Il n'y avait pas de tranche inefficace.

Au 1^{er} janvier 2007, conformément aux dispositions transitoires du chapitre 3865 du *Manuel de l'ICCA*, « 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. 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.

Le 1^{er} janvier 2007, au moment de l'application initiale du chapitre 3855 du *Manuel de l'ICCA*, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », et comme l'exige cette norme, 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 été tenue de procéder à la réévaluation d'aucun de ses actifs et 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.

17. Frais financiers

(en millions)

	2008	2007
Intérêts – Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition	329 \$	266 \$
– Emprunts à court terme	32	27
AFUPC (note 2)	(13)	(8)
Intérêts gagnés	(2)	(4)
Perte de change latente sur la dette à long terme	–	1
Dividendes sur actions privilégiées (notes 13 et 14)	17	17
	363 \$	299 \$

18. Gain sur la vente de biens

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

Notes afférentes aux états financiers consolidés

19. Impôts sur les bénéfices des sociétés

Les impôts sur les bénéfices des sociétés diffèrent du montant qui aurait été calculé en appliquant le taux d'imposition combiné fédéral et provinciaux canadiens prévu par la loi au bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés et part des actionnaires sans contrôle. Le tableau qui suit présente un rapprochement des impôts consolidés selon les taux prévus par la loi et des impôts consolidés selon les taux effectifs :

<i>(en millions, sauf indication contraire)</i>	2008	2007
Taux d'imposition combiné fédéral et provinciaux canadiens prévus par la loi	33,5 %	36,1 %
Taux d'imposition prévu par la loi appliqué au bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés et part des actionnaires sans contrôle	113 \$	90 \$
Dividendes sur actions privilégiées	6	6
Écart entre le taux canadien prévu par la loi et les taux applicables aux filiales étrangères	(12)	(18)
Écart entre les taux provinciaux prévus par la loi applicables aux filiales sous différentes juridictions canadiennes	(6)	(3)
Éléments capitalisés aux fins comptables mais passés en charges aux fins fiscales	(33)	(21)
Écart entre l'amortissement fiscal et autres déductions réclamées aux fins fiscales et les montants comptabilisés aux fins comptables ¹⁾	5	(12)
Incidence de la réduction des taux d'imposition sur les impôts futurs	–	(6)
Règlement relatif à l'impôt sur les fiducies du Québec et autres règlements fiscaux – Terasen ²⁾	(7)	2
Nouvelle cotisation d'impôt de Maritime Electric	–	3
Coûts des régimes de retraite	(2)	(2)
Divers	1	(3)
Impôts sur les bénéfices des sociétés	65 \$	36 \$
Taux d'imposition effectif	19,3 %	14,4 %

¹⁾ Au cours de 2008, les déductions pour amortissement fiscal de FortisAlberta ont été moins importantes que la dotation aux amortissements. Toutefois, au cours de 2007, les déductions pour amortissement fiscal de FortisAlberta ont été plus élevées que la dotation aux amortissements. Les déductions pour amortissement fiscal plus élevées de 2007 ont été rendues nécessaires pour contrebalancer le bénéfice imposable sur la vente, en 2007, du solde débiteur des reports de charges de l'AESO de 2006.

²⁾ Au cours de 2008, Terasen a conclu un règlement avec Revenu Québec et l'Agence du revenu du Canada à l'égard de montants dus en raison d'une modification apportée à la loi fiscale du Québec. Cette modification a été promulguée en 2006 aux fins de contester certaines structures fiscales canadiennes interprovinciales. En conséquence de ce règlement, Terasen a comptabilisé une réduction d'impôts d'environ 7,5 millions \$ en 2008.

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

<i>(en millions)</i>	2008	2007
Au Canada		
Impôts exigibles	47 \$	33 \$
Impôts futurs	16	–
	63	33
À l'étranger		
Impôts exigibles	4	3
Impôts futurs	(2)	–
	2	3
Impôts sur les bénéfices des sociétés	65 \$	36 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

19. Impôts sur les bénéfices des sociétés (suite)

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

(en millions)	2008	2007
Passif (actif) d'impôts futurs		
Biens productifs	26 \$	22 \$
Immobilisations de services publics	17	13
MACÉ	16	10
Autres actifs et passifs réglementaires	2	2
Actifs incorporels	3	5
Avantages sociaux futurs	(14)	(14)
Report de pertes en avant	(11)	(10)
Coûts d'émission d'actions et de financement de la dette	(14)	(16)
(Pertes de change latentes) gains de change latents sur la dette à long terme	(5)	8
Divers	2	5
Passif d'impôts futurs, montant net	22 \$	25 \$
Passif d'impôts futurs de l'exercice	15 \$	7 \$
Actif d'impôts futurs à long terme	(54)	(37)
Passif d'impôts futurs à long terme	61	55
Passif d'impôts futurs, montant net	22 \$	25 \$

Au 31 décembre 2008, la Société avait des pertes autres qu'en capital et en capital reportées en avant d'environ 104 millions \$ (51 millions \$ au 31 décembre 2007), dont une tranche de 8 millions \$ (3 millions \$ au 31 décembre 2007) 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 2009 et 2028.

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, les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisOntario offrent aussi des régimes d'ACR à des employés 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 en date du 31 décembre de chaque année pour la Société, les sociétés Terasen Gas, Newfoundland Power et Caribbean Utilities à compter de décembre 2008 (évaluation en date du 30 avril en 2007); en date du 30 septembre de chaque année pour FortisAlberta, FortisBC et FortisOntario. La plus récente évaluation actuarielle des régimes de retraite aux fins de la capitalisation a été effectuée en date du 31 décembre 2007 pour FortisAlberta et FortisBC; du 31 décembre 2006 pour FortisOntario; du 31 décembre 2005 pour la Société et Newfoundland Power; et du 31 décembre 2008 pour Caribbean Utilities. Pour les sociétés Terasen Gas, les plus récentes évaluations actuarielles des régimes de retraite aux fins de la capitalisation ont été effectuées entre le 31 décembre 2005 et le 31 décembre 2007. Les prochaines évaluations seront effectuées au plus tard trois ans suivant la date de l'évaluation actuarielle la plus récente pour chacune des sociétés.

Les évaluations actuarielles aux fins de la capitalisation des régimes de retraite sont en voie d'être achevées en date du 31 décembre 2008 pour la Société, pour Newfoundland Power et pour un des régimes de retraite des sociétés Terasen Gas. Les évaluations devraient être achevées en 2009.

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

Actifs des régimes aux 31 décembre

(%)	2008	2007
Titres canadiens	42	50
Titres à revenu fixe	44	38
Titres étrangers	8	8
Immobilier	6	4
	100	100

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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

(en millions)	2008			2007		
	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)
Sociétés Terasen Gas	253 \$	227 \$	(26)\$	254 \$	261 \$	7 \$
FortisAlberta	22	18	(4)	23	20	(3)
FortisBC	117	96	(21)	122	105	(17)
Newfoundland Power	190	212	22	236	260	24
FortisOntario	21	19	(2)	23	21	(2)
Caribbean Utilities	6	3	(3)	5	3	(2)
Fortis Inc.	4	4	-	4	4	-
Total	613 \$	579 \$	(34)\$	667 \$	674 \$	7 \$

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées capitalisés		Régimes de retraite à prestations déterminées supplémentaires non capitalisés		Régimes d'ACR non capitalisés	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Variation de l'obligation au titre des prestations constituées						
Solde au début de l'exercice	667 \$	413 \$	44 \$	17 \$	189 \$	109 \$
Passif lié aux acquisitions	-	248	-	27	-	79
Coût des services rendus au cours de l'exercice	16	12	1	1	4	4
Cotisations des employés	8	6	-	-	-	-
Intérêts débiteurs	36	29	2	2	10	8
Prestations versées	(32)	(25)	(2)	(2)	(4)	(4)
Gain actuariel	(80)	(16)	(4)	(1)	(30)	(8)
Modifications des régimes	(2)	-	-	-	-	1
Solde à la fin de l'exercice	613 \$	667 \$	41 \$	44 \$	169 \$	189 \$
Variation de la valeur des actifs des régimes						
Solde au début de l'exercice	674 \$	390 \$	- \$	- \$	- \$	- \$
Actifs liés aux acquisitions	-	256	-	-	-	-
(Perte réelle) rendement réel sur les actifs des régimes	(92)	26	-	-	-	-
Prestations versées	(32)	(25)	(2)	(2)	(4)	(4)
Cotisations des employés	8	6	-	-	-	-
Cotisations de l'employeur	21	21	2	2	4	4
Solde à la fin de l'exercice	579 \$	674 \$	- \$	- \$	- \$	- \$
Situation de capitalisation						
(Déficit) excédent à la fin de l'exercice	(34)\$	7 \$	(41)\$	(44)\$	(169)\$	(189)\$
Perte actuarielle nette non amortie (gain actuariel net non amorti)	152	95	(1)	3	26	61
Coûts des services passés non amortis	7	10	1	1	(2)	(2)
Obligation transitoire non amortie	7	7	2	2	15	18
Modifications des régimes	-	-	-	-	1	-
Cotisations de l'employeur après la date d'évaluation	1	1	-	-	-	-
Actifs (passifs) au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice	133 \$	120 \$	(39)\$	(38)\$	(129)\$	(112)\$
Coûts reportés des régimes de retraite (note 6)	135 \$	121 \$	(7)\$	(7)\$	- \$	- \$
Passif au titre des prestations déterminées (note 11)	(2)	(1)	(32)	(31)	-	-
Passifs au titre des régimes d'ACR (note 11)	-	-	-	-	(129)	(112)
	133 \$	120 \$	(39)\$	(38)\$	(129)\$	(112)\$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

20. Avantages sociaux futurs (suite)

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées capitalisés		Régimes de retraite à prestations déterminées supplémentaires non capitalisés		Régimes d'ACR non capitalisés	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Hypothèses importantes						
Taux d'actualisation au cours de l'exercice (%)	5,25–5,60	5,00–5,25	5,25–5,75	5,00–5,25	5,25–5,75	5,00–5,25
Taux d'actualisation aux 31 décembre (%)	6,00–7,50	5,25–5,60	6,25–7,50	5,25–5,75	6,00–7,50	5,25–5,75
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes (%)	3,00–7,50	6,50–7,50	–	–	–	–
Taux d'accroissement de la rémunération (%)	3,00–5,00	3,50–4,25	3,19–5,00	3,77–4,25	3,50–5,00	3,50–4,25
Tendance à la hausse du coût des soins de santé aux 31 décembre (%)	–	–	–	–	4,41–9,00	4,50–10,00
Durée résiduelle moyenne d'activité des employés actifs (années)	5–12	7–13	4–12	3–13	9–15	10–16
Composantes de la charge nette au titre des prestations constituées						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	16 \$	12 \$	1 \$	1 \$	4 \$	4 \$
Intérêts débiteurs	36	29	2	2	10	8
Perte réelle (rendement réel) sur les actifs des régimes	92	(26)	–	–	–	–
Gain actuariel	(80)	(16)	(4)	(1)	(30)	(8)
Modifications des régimes	(2)	–	–	–	–	1
Coût de l'exercice	62	(1)	(1)	2	(16)	5
Écart entre le coût de l'exercice et les coûts constatés pour l'exercice relativement aux éléments suivants :						
Rendement des actifs des régimes	(141)	(11)	–	–	–	–
Gain actuariel	84	20	4	1	34	11
Coûts des services passés	3	2	1	–	–	–
Prestations spéciales de fin d'emploi	–	1	–	–	–	–
Obligation transitoire et modifications	–	1	–	–	3	2
Ajustement réglementaire	1	–	–	–	(7)	(7)
Charge nette au titre des prestations constituées	9 \$	12 \$	4 \$	3 \$	14 \$	11 \$

Pour 2008, l'incidence d'une modification de 1 % du taux de la tendance du coût des soins de santé est comme suit :

(en millions)	Augmentation de 1 % du taux	Diminution de 1 % du taux
Augmentation (diminution) de l'obligation au titre des prestations constituées	22 \$	(16)\$
Augmentation (diminution) du coût des services rendus au cours de l'exercice et des intérêts	2	(2)

Le tableau qui suit présente l'incidence d'une variation de 100 points de base du taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite et du taux d'actualisation sur la charge nette au titre des prestations constituées de 2008, et sur l'actif et le passif connexes au titre des prestations constituées comptabilisés dans les états financiers consolidés de la Société, de même que l'incidence sur les obligations au titre des prestations constituées.

Augmentation (diminution)	Charge nette au titre des prestations constituées	Actif au titre des prestations constituées	Passif au titre des prestations constituées	Obligations au titre des prestations constituées
(en millions)				
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de rendement	(7)\$	7 \$	– \$	– \$
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de rendement	7	(7)	–	–
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	(3)	2	(1)	(57)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	10	(8)	1	67

Au cours de 2008, la Société a passé en charges un montant de 11 millions \$ (10 millions \$ en 2007) lié aux régimes de retraite à cotisations déterminées.

21. Acquisitions d'entreprises

2008

Hôtel Fairmont Newfoundland

En novembre 2008, Fortis Properties a acquis l'hôtel Fairmont Newfoundland pour un prix d'acquisition total au comptant d'environ 22 millions \$, y compris les frais 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 de novembre 2008.

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

<i>(en millions)</i>	Total
Juste valeur attribuée aux actifs nets :	
Biens productifs	22 \$

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 net du prix d'achat au comptant de 125 millions \$ a été financé provisoirement au moyen d'emprunts sur la facilité de crédit consentie de la Société.

Terasen est propriétaire et exploitante d'une entreprise de distribution de gaz exercée par TGI, TGVI et TGWI. Terasen est le principal distributeur de gaz naturel en Colombie-Britannique.

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, la participation de 30 % de Terasen dans les activités non réglementées de CWLP et la participation de 100 % de Terasen dans les activités non réglementées de TES 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 du marché n'a été comptabilisé comme élément du prix d'achat puisque tous les avantages économiques et obligations 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, comptabilisés comme des éléments du prix d'achat, sont liés 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. 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 clients 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 2008, les sociétés Terasen Gas ont constaté l'avantage relatif à des pertes fiscales liées à des périodes antérieures à l'acquisition de Terasen par la Société, ce qui a entraîné une réduction de 6 millions \$ de l'écart d'acquisition. Le tout a été en partie contrebalancé par un ajustement d'acquisition final de 2 millions \$ qui a été porté en augmentation de l'écart d'acquisition.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

21. Acquisitions d'entreprises (suite)

a) Terasen (suite)

<i>(en millions)</i>	Total
Juste valeur attribuée aux actifs nets :	
Immobilisations de services publics	2 768 \$
Actif à court terme	361
Écart d'acquisition	903
Actifs incorporels	11
Actifs réglementaires à long terme	69
Autres actifs	42
Passif à court terme	(355)
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
Trésorerie	3
	<u>1 256 \$</u>

b) Delta Regina

En août 2007, Fortis Properties a fait l'acquisition du Delta Regina, un complexe qui comprend l'hôtel Delta Regina, 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 inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter d'août 2007.

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

<i>(en millions)</i>	Total
Juste valeur attribuée aux actifs nets :	
Biens productifs	50 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

22. Informations sectorielles

L'information par secteur isolable s'établit comme suit :

Exercice terminé le 31 décembre 2008 (en millions \$)	SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS						SERVICES PUBLICS NON RÉGLEMENTÉS						Consolidé
	Gaz		Électricité				Total Électricité Canada	Électricité Caraïbes ³⁾	Fortis Generation	Fortis Properties	Siège social et autres	Éliminations inter- sectorielles	
	Sociétés Terasen Gas - Canada ¹⁾	Fortis Alberta	Fortis BC	NF Power	Autres Canada ²⁾								
Produits d'exploitation	1 902	300	237	517	262	1 316	408	82	207	26	(38)	3 903	
Coût de l'approvisionnement énergétique	1 268	–	68	337	177	582	273	7	–	–	(18)	2 112	
Charges d'exploitation	253	130	67	50	28	275	55	14	135	16	(5)	743	
Amortissement	97	85	34	45	18	182	36	10	15	8	–	348	
Bénéfice d'exploitation	284	85	68	85	39	277	44	51	57	2	(15)	700	
Frais financiers	129	42	28	33	18	121	16	8	24	80	(15)	363	
Impôts sur les bénéfices des sociétés (recouvrement)	37	(3)	6	19	7	29	2	10	10	(23)	–	65	
Part des actionnaires sans contrôle	–	–	–	1	–	1	9	3	–	–	–	13	
Bénéfice net (perte nette)	118	46	34	32	14	126	17	30	23	(55)	–	259	
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	14	–	14	
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	118	46	34	32	14	126	17	30	23	(69)	–	245	
Écart d'acquisition	903	227	221	–	63	511	161	–	–	–	–	1 575	
Actifs identifiables	3 721	1 574	990	1 001	520	4 085	867	285	559	126	(40)	9 603	
Total de l'actif	4 624	1 801	1 211	1 001	583	4 596	1 028	285	559	126	(40)	11 178	
Dépenses en immobilisations brutes	220	302	117	67	46	532	110	19	14	9	–	904	

Exercice terminé le 31 décembre 2007 (en millions \$)	SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS						SERVICES PUBLICS NON RÉGLEMENTÉS						Consolidé
	Gaz		Électricité				Total Électricité Canada	Électricité Caraïbes ³⁾	Fortis Generation	Fortis Properties	Siège social et autres	Éliminations inter- sectorielles	
	Sociétés Terasen Gas - Canada ¹⁾	Fortis Alberta	Fortis BC	NF Power	Autres Canada ²⁾								
Produits d'exploitation	905	270	229	491	263	1 253	307	75	191	22	(35)	2 718	
Coût de l'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	77	43	255	61	43	54	3	(13)	541	
Frais financiers	80	36	26	34	17	113	15	10	24	70	(13)	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	

¹⁾ L'acquisition des sociétés Terasen Gas a été réalisée le 17 mai 2007.

²⁾ Comprend Maritime Electric et FortisOntario

³⁾ Comprend Belize Electricity, Caribbean Utilities, et Fortis Turks and Caicos. Les résultats de 2008 comprennent deux mois additionnels de contribution de Caribbean Utilities en raison du changement de la date de fin d'exercice de ce service public.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

22. Informations sectorielles (suite)

Les opérations intersectorielles ont lieu 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 se rapportent essentiellement 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)	2008	2007
Ventes de Fortis Generation aux Services publics d'électricité réglementés dans les Caraïbes	17 \$	15 \$
Ventes de Fortis Generation aux autres services publics d'électricité au Canada	1	1
Ventes de Newfoundland Power à Fortis Properties	4	4
Frais financiers intersectoriels relatifs aux emprunts suivants :		
Du siège social aux services publics réglementés au Canada	2	2
Du siège social aux services publics réglementés dans les Caraïbes	5	1
Du siège social à Fortis Properties	8	8

23. Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés

(en millions)	2008	2007
Intérêts payés	373 \$	288 \$
Impôts sur les bénéfices payés	33	53

24. Gestion du capital

Les activités principales de la Société, les services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité, nécessitent un accès constant à des capitaux pour permettre aux services publics de financer l'entretien et l'expansion de leurs réseaux. Fortis contracte des dettes au niveau de ses filiales afin d'assurer que leurs activités réglementées sont transparentes et fiscalement efficaces et qu'elles disposent d'une source de financement souple. Afin de préserver cet accès aux capitaux, la Société vise à maintenir une structure du capital à long terme consolidée composée d'environ 40 % de capitaux propres, y compris les actions privilégiées, et d'environ 60 % de titres de créance, ainsi que des notes de solvabilité propres à attirer les investisseurs.

Chaque entreprise de services publics réglementés de la Société maintient une structure du capital qui lui est propre et qui est conforme à la structure du capital réputée qui est reflétée dans les tarifs imposés à la clientèle de l'entreprise de services publics. Fortis finance généralement une part importante des acquisitions à même le produit tiré des émissions d'actions ordinaires et privilégiées.

La structure du capital consolidée de Fortis se présente comme suit :

	Au 31 décembre 2008		Au 31 décembre 2007	
	(en millions)	(%)	(en millions)	(%)
Total de la dette et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (déduction faite de la trésorerie) ¹⁾	5 468 \$	59,5	5 476 \$	64,3
Actions privilégiées ²⁾	667	7,3	442	5,2
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	3 046	33,2	2 601	30,5
Total	9 181 \$	100,0	8 519 \$	100,0

¹⁾ Comprend la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition, incluant la tranche 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.

Certains titres de créance à long terme de la Société comportent des clauses qui restreignent l'émission de titres de créance supplémentaires de façon à ce que la dette consolidée, ne puisse excéder 70 % de la structure du capital consolidée de la Société, comme il est défini dans les conventions de la dette à long terme. Au 31 décembre 2008, la Société et ses filiales, à l'exception de Belize Electricity et de la société Exploits comme il est décrit plus loin, respectaient les clauses restrictives des conventions de leur dette à long terme.

Par suite de la décision finale de l'organisme de réglementation portant sur la demande de tarif pour 2008/2009 de Belize Electricity, cette dernière ne respecte pas certaines clauses restrictives à l'égard de prêts totalisant 11 millions \$ (18 millions \$ BZ) au 31 décembre 2008. La société a avisé les prêteurs de cette situation et elle a demandé les dispenses appropriées. Belize Electricity ne respecte pas non plus certaines clauses restrictives, ce qui l'empêche de contracter de nouvelles dettes ou de déclarer des dividendes.

Par suite de la promulgation d'une loi en 2008 par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador visant l'expropriation de la plupart des actifs d'Abitibi-Consolidated, la société Exploits est en situation de défaut potentiel à l'égard d'un prêt de 61 millions \$. La société Exploits est détenue à 51 % par Fortis Properties et à 49 % par Abitibi-Consolidated. Le prêt à terme, qui est sans recours contre Fortis, a été reclassé dans la tranche échéant à moins d'un an de la dette à long terme au bilan consolidé au 31 décembre 2008. Voir la note 28 pour une analyse plus poussée de la société Exploits.

Les notes de solvabilité et les facilités de crédit consolidées de la Société sont décrites plus en détail à la rubrique « Risque d'illiquidité » de la note 26.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

25. Instruments financiers

La Société a désigné ses instruments financiers non dérivés comme suit :

(en millions)	31 décembre 2008		31 décembre 2007	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
Détenus à des fins de transaction				
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹⁾	66 \$	66 \$	58 \$	58 \$
Prêts et créances				
Comptes clients et autres débiteurs ^{1) 2) 3)}	674	674	630	630
Autres montants à recevoir de clients ^{1) 3) 4)}	8	8	7	7
Autres passifs financiers				
Emprunts à court terme ^{1) 3)}	410	410	475	475
Comptes fournisseurs et autres créditeurs ^{1) 3) 5)}	782	782	714	714
Dividendes à verser ^{1) 3)}	47	47	43	43
Dépôts de clients ^{1) 3) 6)}	6	6	5	5
Dettes à long terme, y compris la tranche échéant à moins d'un an ^{7) 8)}	5 088	4 927	5 023	5 635
Actions privilégiées classées comme dette ^{7) 9)}	320	329	320	346

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⁾ Inclus dans les débiteurs inscrits au bilan.

³⁾ La valeur comptable se rapproche du coût après amortissement.

⁴⁾ Inclus dans les charges reportées et autres actifs au bilan.

⁵⁾ Inclus dans les créditeurs et charges à payer au bilan.

⁶⁾ Inclus dans les crédits reportés au bilan.

⁷⁾ La valeur comptable est évaluée au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

⁸⁾ La valeur comptable au 31 décembre 2008 est présentée déduction faite des frais financiers reportés non amortis de 34 millions \$ (33 millions \$ au 31 décembre 2007).

⁹⁾ Les actions privilégiées classées comme capitaux propres sont exclues des exigences du chapitre 3855 du *Manuel de l'ICCA*, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation »; toutefois, la juste valeur estimative des actions privilégiées de la Société classées comme capitaux propres de 347 millions \$ s'établissait à 268 millions \$ au 31 décembre 2008 (valeur comptable de 122 millions \$ et juste valeur de 107 millions \$ au 31 décembre 2007).

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 utilisant les cours du marché lorsqu'ils sont disponibles. Lorsqu'il n'y a pas de cours du marché disponibles, la juste valeur est établie en actualisant les flux de trésorerie futurs du titre d'emprunt particulier à un taux de rendement estimatif jusqu'à l'échéance équivalent au rendement des obligations gouvernementales ou des bons du Trésor comportant une échéance similaire, majoré d'une prime au risque de crédit, égale à celle d'émetteurs dont la qualité du crédit est semblable. 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, elle 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 Société et ses filiales ont recours aux instruments financiers dérivés pour couvrir les risques de fluctuation des taux d'intérêt, des taux de change et des prix du gaz naturel. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers dérivés à des fins de transaction. Le tableau suivant présente un sommaire de la valeur des instruments financiers dérivés de la Société aux 31 décembre.

	2008				2007	
	Durée jusqu'à l'échéance (en années)	Nombre de contrats	Valeur comptable (en millions)	Juste valeur estimative (en millions)	Valeur comptable (en millions)	Juste valeur estimative (en millions)
Actif (passif)						
Swaps de taux d'intérêt ¹⁾	1 à 2	2	– \$	– \$	– \$	– \$
Contrat de change à terme	< 3	1	7	7	–	–
Dérivés sur gaz naturel ²⁾						
Swaps et options	Jusqu'à 3	228	(84)	(84)	(79)	(79)
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz	Jusqu'à 3	74	(8)	(8)	5	5

¹⁾ Les swaps de taux d'intérêt viennent à échéance en juillet 2009 et en octobre 2010. Les swaps fixent le taux d'intérêt des facilités de crédit non renouvelables de Fortis Properties à respectivement 6,16 % et 5,32 %.

²⁾ La juste valeur des dérivés sur gaz naturel a été comptabilisée dans les créditeurs au 31 décembre 2008 (dans les créditeurs et dans les débiteurs au 31 décembre 2007).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

25. Instruments financiers (suite)

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 courants et pertinents concernant le marché pour ces instruments à la date des bilans. 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.

26. Gestion du risque financier

La Société est principalement exposée au risque de crédit, au risque d'illiquidité et au risque de marché en raison des instruments financiers qu'elle détient dans le cours normal des affaires.

Risque de crédit	Risque qu'une contrepartie à un instrument financier manque à ses obligations contractuelles aux termes de l'instrument financier.
Risque d'illiquidité	Risque qu'une entité éprouve des difficultés à réunir les fonds nécessaires pour respecter ses engagements aux termes des instruments financiers.
Risque de marché	Risque que la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier fluctuent en raison des variations des cours du marché. La Société est exposée aux risques de marché qui suivent : <ul style="list-style-type: none">• Risque de change• Risque lié au taux d'intérêt• Risque lié au prix des marchandises

Risque de crédit

En ce qui a trait à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie, aux comptes clients et autres débiteurs et aux autres montants à recevoir des clients, la Société est exposée à un risque de crédit qui se limite à la valeur comptable au bilan. La Société possède généralement un bassin important et diversifié de clients, ce qui réduit la concentration du risque de crédit. La Société et ses filiales ont élaboré diverses politiques afin de réduire le risque de crédit, notamment l'exigence de vérifier les dépôts et le crédit de certains clients et d'effectuer des débranchements ou d'avoir recours à des agences de recouvrement indépendantes dans le cas de comptes en souffrance.

FortisAlberta fait face à une concentration de risque de crédit, car elle facture des services de distribution à un groupe relativement restreint de détaillants, de sorte que, au 31 décembre 2008, son exposition brute au risque de crédit s'établissait à environ 87 millions \$, soit la valeur prévue de la facturation aux détaillants pour une période de 60 jours. La Société a atténué son exposition à environ 3 millions \$ en obtenant des détaillants un dépôt au comptant, une caution, une lettre de crédit ou une note de première qualité de la part d'une importante agence de notation, ou en obligeant le détaillant à obtenir une garantie financière auprès d'une entité dont la note est de première qualité.

L'analyse chronologique des comptes clients et autres débiteurs consolidés de la Société est présentée ci-dessous :

(en millions)	Au 31 décembre 2008
Comptes qui ne sont pas en souffrance	587 \$
Comptes en souffrance de 0 à 30 jours	70
Comptes en souffrance de 31 à 60 jours	14
Comptes en souffrance de 61 jours et plus	19
	690
Moins : provision pour créances douteuses	(16)
	674 \$

Au 31 décembre 2008, d'autres montants à recevoir de clients de 8 millions \$ et le débiteur lié au contrat de change à terme de 7 millions \$ étaient à recevoir au cours des six prochains exercices, soit une tranche de 7 millions \$ qui devrait être reçue en 2009; une tranche de 5 millions \$ qui devrait être reçue en 2010 et en 2011, une tranche de 2 millions \$ qui devrait être reçue en 2012 et en 2013, et une tranche de 1 million \$ qui devrait être reçue en 2014.

Risque d'illiquidité

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. 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.

Afin d'atténuer le risque d'illiquidité, la Société et ses entreprises de services publics réglementés les plus importantes ont obtenu des facilités de crédit consenties afin de maintenir le financement à court terme des dépenses en immobilisations et les besoins saisonniers de fonds de roulement.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Des facilités de crédit consenties de Fortis sont disponibles pour le financement provisoire des acquisitions et pour les besoins généraux de la Société. Selon le moment de la réception des paiements au comptant des filiales, la Société peut devoir faire des emprunts sur sa facilité de crédit consentie de temps à autre afin de soutenir le service de la dette et le versement des dividendes. Au cours des cinq prochains exercices, les échéances moyennes annuelles de la dette à long terme et les remboursements devraient être d'environ 180 millions \$. Les facilités de crédit disponibles et les faibles volumes des échéances annuelles de la dette apportent à la Société et à ses filiales une flexibilité pour choisir le moment des appels aux marchés financiers.

Au 31 décembre 2008, la Société et ses filiales avaient des facilités de crédit consolidées de 2,2 milliards \$, dont une tranche de 1,5 milliard \$ demeurait inutilisée. Les facilités de crédit sont presque en totalité contractées auprès des sept plus importantes banques canadiennes, aucune banque ne représentant plus de 25 % de ces facilités.

Le sommaire qui suit présente les facilités de crédit de la Société et de ses filiales.

(en millions)	Siège social et autres	Services publics réglementés	Fortis Properties	Total au 31 décembre 2008	Total au 31 décembre 2007
Total des facilités de crédit	715 \$	1 500 \$	13 \$	2 228 \$	2 234 \$
Facilités de crédit utilisées :					
Emprunts à court terme	–	(410)	–	(410)	(475)
Dette à long terme (note 10) ¹⁾	(32)	(192)	–	(224)	(530)
Lettres de crédit en cours	(1)	(102)	(1)	(104)	(159)
Facilités de crédit disponibles	682 \$	796 \$	12 \$	1 490 \$	1 070 \$

¹⁾ Au 31 décembre 2008, les emprunts sur les facilités de crédit classés dans la dette à long terme incluaient 8 millions \$ de versements pour la période au titre de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition inscrits au bilan.

Aux 31 décembre 2008 et 2007, certains emprunts sur les facilités de crédit de la Société et de ses filiales ont été classés dans la dette à long terme. Ces emprunts ont été effectués sur les 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

Terasen Inc. détient une facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 100 millions \$ venant à échéance en mai 2009 et pouvant servir aux besoins généraux du siège social. Des lettres de crédit antérieurement en cours de Terasen Inc. d'un montant de 50 millions \$, qui étaient liées à son ancienne entreprise de transport de pétrole et garanties par une lettre de crédit fournie par l'ancienne société mère de Terasen Inc., ont été annulées au cours du deuxième trimestre de 2008.

Fortis a une facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 600 millions \$, venant à échéance en mai 2012, et une facilité à vue non garantie de 15 millions \$. Les deux facilités sont disponibles pour les besoins généraux du siège social, et la facilité consentie est aussi disponible pour le financement provisoire d'acquisitions.

Services publics réglementés

TGI a une facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 500 millions \$ venant à échéance en août 2013. TGVI a une facilité de crédit renouvelable non garantie consentie de 350 millions \$ venant à échéance en janvier 2011. Les facilités sont utilisées pour financer les besoins de fonds de roulement et les dépenses en immobilisations et pour les besoins généraux du siège social. En outre, TGVI détient une facilité de crédit subordonnée non renouvelable, consentie 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.

FortisAlberta a une facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 200 millions \$ venant à échéance en mai 2012 qui peut servir à financer les dépenses en immobilisations et pour les besoins généraux du siège social; en outre, avec le consentement des emprunteurs, le montant de cette facilité peut être porté à 250 millions \$. FortisAlberta détient aussi une facilité de crédit à vue non garantie de 10 millions \$.

FortisBC a une facilité de crédit renouvelable consentie non garantie de 150 millions \$, dont une tranche de 50 millions \$ vient à échéance en mai 2011 et dont la tranche résiduelle de 100 millions \$ échoit en mai 2009. En outre, la société a la capacité de faire 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 pour 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 août 2011 et d'une facilité de crédit à vue non engagée de 20 millions \$.

Maritime Electric détient une facilité de crédit renouvelable non garantie de 50 millions \$. En mars 2009, la facilité de crédit a été renégoциée et convertie en facilité de crédit à 364 jours renouvelable consentie.

FortisOntario a des lignes de crédit garanties totalisant 20 millions \$, dont une tranche de 12 millions \$ est utilisée exclusivement pour les lettres de crédit.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

26. Gestion du risque financier (suite)

Services publics réglementés (suite)

Caribbean Utilities a des facilités de crédit de 33 millions \$ US (40 millions \$), composées d'une marge de crédit aux fins des dépenses en immobilisations de 18 millions \$ US (22 millions \$), y compris des montants disponibles pour des lettres de crédit, une marge de crédit d'exploitation de 7,5 millions \$ US (9 millions \$) et un prêt de soutien de 7,5 millions \$ US (9 millions \$) en cas de sinistre.

Fortis Turks and Caicos a des facilités de crédit de 21 millions \$ US (25,5 millions \$), composées d'une facilité de crédit d'exploitation de 5 millions \$ US (6 millions \$), d'une marge de crédit aux fins des dépenses en immobilisations de 7 millions \$ US (8,5 millions \$) et d'un prêt de soutien de 9 millions \$ US (11 millions \$) en cas d'urgence.

Belize Electricity a des facilités de crédit à vue pour découvert de 2 millions \$ BZ (1 million \$) et de 5 millions \$ BZ (3 millions \$) auprès respectivement de Belize Bank Limited et de Scotiabank.

En novembre 2008, First Caribbean International Bank a retiré sa facilité de crédit à Belize Electricity, exigeant que la société rembourse environ 4 millions \$ BZ (2 millions \$) d'emprunts sur la facilité. Scotiabank a aussi prévenu Belize Electricity qu'elle pourrait ne pas renouveler la facilité de crédit de 5 millions \$ BZ (3 millions \$) accordée à la société si la situation financière n'était pas redressée. Au 31 décembre 2008, aucun emprunt n'était en cours sur la facilité de crédit de Scotiabank.

Fortis Properties

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

De plus, la Société et ses filiales actuellement notées visent une note de solvabilité de qualité afin de maintenir leur accès au marché financier à des taux d'intérêt raisonnables. Au 31 décembre 2008, les notes de la Société se présentaient comme suit :

Standard & Poor's	A- (note à long terme de la Société et des titres de créance non garantis)
DBRS	BBB (élevé) (note des titres de créance non garantis)

Les notes reflètent la diversité des activités de Fortis, l'autonomie et la séparation financière de chaque filiale réglementée de Fortis, l'engagement de la direction à contenir les niveaux d'endettement actuellement bas au niveau de la société de portefeuille et l'effort soutenu de la Société à faire l'acquisition de sociétés de services publics réglementés stables.

Le tableau suivant présente une analyse des échéances contractuelles des passifs financiers de la Société au 31 décembre 2008.

Passifs financiers

(en millions)	Un an et moins	Plus d'un an à trois ans	De quatre à cinq ans	Plus de cinq ans	Total
Emprunts à court terme	410 \$	– \$	– \$	– \$	410 \$
Comptes fournisseurs et autres créditeurs	782	–	–	–	782
Dérivés sur gaz naturel	70	22	–	–	92
Dividendes à verser	47	–	–	–	47
Dépôts de clients	2	2	1	1	6
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins d'un an ¹⁾	240	319	335	4 228	5 122
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme	304	698	583	3 993	5 578
Actions privilégiées classées comme dette	–	–	–	320	320
	1 855 \$	1 041 \$	919 \$	8 542 \$	12 357 \$

¹⁾ À l'exclusion des frais financiers reportés de 34 millions \$ inclus dans la valeur comptable, comme indiqué à la note 25.

Risque de marché

Risque de change

Le bénéfice de la Société tiré de ses filiales étrangères autonomes et les investissements nets dans ces dernières sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société a efficacement réduit cette exposition au moyen d'emprunts en dollars américains à l'échelle du siège social. Le gain ou la perte de change à la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars américains contrebalance en partie la perte ou le gain de change à la conversion du bénéfice des filiales étrangères de la Société, qui est libellé en dollars américains ou en une monnaie fondée sur le dollar américain. La monnaie de présentation de Belize Electricity est le dollar bélizien, alors que celle de Caribbean Utilities, de Fortis Turks and Caicos, de FortisUS Energy et de BECOL est le dollar américain. Le dollar bélizien est fondé sur le dollar américain à raison de 2,00 \$ BZ pour 1,00 \$ US.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Au 31 décembre 2008, la totalité de la dette à long terme de 403 millions \$ US de la Société était désignée comme couverture d'une tranche des investissements nets dans des établissements étrangers de la Société. Au 31 décembre 2008, la Société avait des investissements nets dans des établissements étrangers d'environ 119 millions \$ US non encore couverts. Les variations des taux de change liées à la conversion des emprunts en dollars américains de la Société qui sont désignés comme couvertures sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu et servent à contrebalancer les gains et les pertes de change latents sur les investissements nets dans des établissements étrangers, qui sont aussi comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, une augmentation de 5 % du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien se serait traduite par une hausse du bénéfice de 0,6 million \$, et par une baisse des autres éléments du résultat étendu de 25 millions \$. L'analyse de sensibilité se limite à l'incidence nette de la conversion des intérêts débiteurs et du bénéfice des filiales étrangères de la Société libellés en dollars américains sur le bénéfice de la Société, et à l'incidence de la conversion des emprunts en dollars américains sur les autres éléments du résultat étendu. L'analyse ne tient pas compte du risque lié à la conversion des investissements nets dans des établissements étrangers autonomes en dollars canadiens, parce que ces investissements ne constituent pas des instruments financiers. Toutefois, une augmentation de 5 % du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien à la conversion des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers autonomes se serait traduite par une hausse des autres éléments du résultat étendu de 32 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

Les paiements de TGVI libellés en dollars américains en vertu d'un contrat pour la construction d'une installation de stockage de GNL exposent TGVI à la variation du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. Pour couvrir cette exposition, TGVI a conclu un contrat de change à terme. Au 31 décembre 2008, une augmentation de 5 % du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien, en raison de son incidence sur l'évaluation de la juste valeur du contrat de change à terme, en l'absence de réglementation des tarifs et dans la mesure où toutes les autres variables demeurent inchangées, se serait traduite par une augmentation du bénéfice de 3 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. De plus, TGVI a obtenu des organismes de réglementation l'approbation de reporter toute hausse ou baisse de la juste valeur du contrat de change à terme, aux fins de son recouvrement auprès des clients, ou de son remboursement aux clients, dans les tarifs futurs. Par conséquent, toute variation de la juste valeur aurait eu une incidence sur les actifs ou les passifs réglementaires plutôt que sur les autres éléments du résultat étendu.

Risque lié au taux d'intérêt

La Société et ses filiales sont exposées au risque de taux d'intérêt lié aux emprunts à court terme et aux emprunts à taux variable. La Société et ses filiales peuvent conclure des swaps de taux d'intérêt afin de réduire ce risque. Au cours de 2008, les sociétés Terasen Gas et Fortis Properties ont été parties à des swaps de taux d'intérêt afin de fixer les taux d'intérêt de leurs emprunts à taux variable. Au cours du quatrième trimestre de 2008, les swaps de taux d'intérêt des sociétés Terasen Gas sont arrivés à échéance. Une augmentation de 100 points de base des taux d'intérêt liés à la dette à taux variable, dans la mesure où toutes les autres variables demeurent inchangées, se serait traduite par une diminution du bénéfice de 5 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. En outre, les sociétés Terasen Gas et FortisBC ont obtenu des organismes de réglementation l'approbation de reporter toute hausse ou baisse des intérêts débiteurs découlant des fluctuations des taux d'intérêt se rapportant à leur dette à taux variable, aux fins de son recouvrement auprès des clients, ou de son remboursement aux clients, dans les tarifs futurs.

Au 31 décembre 2008, l'incidence d'une augmentation de 100 points de base des taux d'intérêt sur l'évaluation de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt se serait traduite par une hausse des autres éléments du résultat étendu de 0,1 million \$ au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

En outre, certaines facilités de crédit consenties donnent lieu à des frais qui sont liés aux notes de solvabilité de la Société ou de ses filiales. Une baisse d'un cran des notes de solvabilité de la Société et de ses filiales qui ont déjà obtenu une note de solvabilité, dans la mesure où toutes les autres variables demeurent inchangées, se serait traduite par une baisse du bénéfice de 0,9 million \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

Risque lié au prix des marchandises

Les sociétés Terasen Gas sont exposées au risque lié au prix des marchandises en raison des variations du prix du marché du gaz naturel. Ce risque est réduit en concluant des contrats dérivés sur gaz naturel qui permettent de fixer efficacement le prix du gaz naturel acheté. Les contrats dérivés sur gaz naturel sont inscrits au bilan à la juste valeur, et toute variation de la juste valeur est reportée à titre d'actif ou de passif réglementaire, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation, aux fins de recouvrement auprès des clients, ou de remboursement aux clients, dans les tarifs futurs.

Si le prix du gaz naturel avait augmenté de 1 \$ par gigajoule, et si toutes les autres variables étaient demeurées inchangées, la juste valeur des dérivés sur gaz naturel aurait augmenté et, en l'absence de réglementation des tarifs, les autres éléments du résultat étendu auraient augmenté de 54 millions \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Toutefois, les sociétés Terasen Gas reportent toute variation de la juste valeur des dérivés sur gaz naturel, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation, aux fins de recouvrement auprès des clients, ou de remboursement aux clients, dans les tarifs futurs. Par conséquent, au lieu d'accroître les autres éléments du résultat étendu, cette augmentation aurait entraîné une baisse des actifs réglementaires à court terme de 54 millions \$.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

27. Engagements

(en millions)	Total	Moins d'un an	D'un an à trois ans	De quatre à cinq ans	Plus de cinq ans
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz ¹⁾	466 \$	416 \$	50 \$	– \$	– \$
Obligations liées aux contrats d'achat d'électricité					
FortisBC ²⁾	2 829	40	76	78	2 635
FortisOntario ³⁾	561	45	94	99	323
Maritime Electric ⁴⁾	72	52	2	2	16
Belize Electricity ⁵⁾	16	4	4	2	6
Coût en capital ⁶⁾	400	16	41	41	302
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés ⁷⁾	62	4	7	6	45
Location de bureaux – FortisBC ⁸⁾	19	1	4	2	12
Obligations liées aux contrats de location-exploitation ⁹⁾	166	18	33	29	86
Divers	25	4	10	6	5
Total	4 616 \$	600 \$	321 \$	265 \$	3 430 \$

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 des indices qui étaient en vigueur au 31 décembre 2008.

²⁾ Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC comprennent le contrat d'achat d'électricité Brilliant (« 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. L'accord d'achat d'électricité conclu avec BC Hydro, qui expire en 2013, prévoit la fourniture maximale de 200 MW, mais comporte une disposition d'obligation de prendre ou de payer fondée sur une désignation ouverte des exigences de capacité sur cinq ans.

³⁾ Les obligations d'achat d'électricité de FortisOntario comprennent principalement deux contrats d'achat ferme à long terme entre Cornwall Electric et Marketing d'énergie Hydro-Québec Inc. pour la fourniture d'électricité et de capacité. Le premier contrat prévoit la fourniture d'environ 237 gigawattheures (« GWh ») d'énergie par année et jusqu'à 45 MW de capacité en tout temps. Le deuxième contrat, visant à combler le reste des besoins d'énergie de Cornwall Electric, prévoit la fourniture de 100 MW de capacité et d'énergie, et la fourniture d'au moins 300 GWh d'énergie par année de contrat. Les deux contrats viennent à échéance en décembre 2019.

⁴⁾ Maritime Electric détient deux contrats d'achat ferme de capacité ou d'énergie. Les contrats totalisent environ 72 millions \$ jusqu'au 30 novembre 2032. Le contrat d'achat ferme avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») prévoit, entre autres, la fourniture d'énergie et de capacité de remplacement pendant l'interruption de service de la centrale nucléaire Pointe Lepreau pour sa remise en état. L'autre contrat d'achat ferme vise à permettre à Maritime Electric de réserver 30 MW de capacité de transport vers les États-Unis sur la nouvelle International Power Line.

⁵⁾ Les obligations d'achat d'électricité pour Belize Electricity comprennent un contrat d'achat d'électricité de 15 ans, entré en vigueur en février 2007, conclu par Belize Electricity et Hydro Maya Limited, 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 décembre 2010, visant la fourniture ferme de 50 MW de capacité et de l'énergie connexe. Belize Electricity a aussi conclu deux contrats d'achat d'électricité de 15 ans avec Belize Cogeneration Energy Limited (« Belcogen ») et Belize Aquaculture Limited qui prévoient la fourniture respectivement d'environ 14 MW de capacité et d'une capacité allant jusqu'à 15 MW. Puisque les centrales ne sont pas encore raccordées au réseau électrique, les obligations liées aux contrats d'achat d'électricité avec Belcogen et Belize Aquaculture Limited n'ont pas été incluses dans le tableau plus haut portant sur les engagements 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

⁷⁾ 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 2013 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 de service comportent des modalités d'expiration minimales ne pouvant être exercées qu'après cinq ans à compter du 1^{er} septembre 2005 et sont sujets à reconduction de gré à gré.

⁸⁾ En vertu 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 vers la 20^e année et la 28^e année du bail.

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 services publics réglementés de la Société sont tenus d'assurer des services aux clients au sein de leur territoire de service respectif. Les dépenses en immobilisations de ces services publics réglementés découlent en grande partie des demandes de leur clientèle et 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 1 milliard \$ de dépenses en 2009. Cet engagement n'apparaît pas dans le tableau des engagements ci-dessus.

Au cours des exercices antérieurs, TGVl a bénéficié de prêts non porteurs d'intérêts accordés par le gouvernement fédéral et le gouvernement provincial, respectivement de 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 TGVl 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 TGVl, tout comme la base tarifaire de TGVl employée pour établir les tarifs.

Les critères de remboursement ont été respectés en 2008, et TGVl devrait rembourser environ 8 millions \$ des prêts en 2009 (6 millions \$ en 2008). Au 31 décembre 2008, le solde des prêts gouvernementaux à rembourser s'établissait à 61 millions \$, dont 8 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 CRIP de TGVl qui doit être approuvée chaque année par la BCUC et d'après la capacité de TGVl de remplacer les prêts gouvernementaux par un financement par dette subordonnée non gouvernemental à des conditions commerciales raisonnables.

Caribbean Utilities a conclu un contrat de base d'approvisionnement en combustible avec un important fournisseur, et s'est engagée à acheter 80 % de ses besoins en combustible auprès de ce fournisseur aux fins de l'exploitation de sa centrale de production alimentée au diesel. Le contrat a une durée de trois ans et se termine en avril 2010. Les quantités résiduelles approximatives, en millions de gallons impériaux, qui devront être achetées annuellement pour chacune des périodes de 12 mois se terminant les 31 décembre sont de 27 en 2009 et de 9 en 2010.

Fortis Turks and Caicos a conclu un contrat renouvelable avec un important fournisseur visant l'approvisionnement de la totalité de ses besoins en diesel aux fins de la production d'électricité. Les besoins approximatifs en combustible en vertu de ce contrat sont de 12 millions de gallons impériaux par année.

Selon les dernières évaluations actuarielles finalisées, les cotisations nécessaires à la capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées consolidés de la Société devraient être d'environ 17 millions \$ en 2009 et de 12 millions \$ en 2010. Le niveau des cotisations nécessaires à la capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées sera touché par l'issue, en 2009, des évaluations actuarielles, au 31 décembre 2008, des régimes de retraite à prestations déterminées de Newfoundland Power et de la Société, et d'un des régimes de Terasen. Les prochaines évaluations actuarielles pour le reste des plus importants régimes de retraite à prestations déterminées ne sont prévues qu'en décembre 2009 et décembre 2010.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2008 et 2007

28. Passifs éventuels

La Société et ses filiales sont parties à un certain nombre de litiges et d'actions en justice dans le cours normal des affaires. La direction estime que le montant exigible, le cas échéant, découlant de ces poursuites ne devrait pas avoir d'incidence importante sur sa situation financière ou ses résultats d'exploitation consolidés.

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. Cette question fait actuellement l'objet d'un appel auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique (note 4 ix)).

En 2007 et 2008, 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.

En 2008, la coentreprise Vancouver Island Gas a entamé une réclamation contre TGVI pour des dommages-intérêts, alléguant des paiements excédentaires passés et une réduction future de leurs droits de péage. La déclaration ne précise pas le montant des dommages-intérêts et, par conséquent, la société ne peut établir le montant de la réclamation à l'heure actuelle. La société est d'avis que cette réclamation est sans fondement. 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 un bref et déclaration par un propriétaire foncier privé 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) le MACÉ pour les années d'imposition 2001 à 2004, ii) des ajustements liés aux rabais consentis aux clients pour les années d'imposition 2001 à 2003, et iii) le versement par la société d'environ 6 millions \$ le 2 janvier 2001 en rapport avec un règlement négocié avec Énergie NB relativement à la dépréciation de 450 millions \$ de la centrale nucléaire Pointe Lepreau d'Énergie NB, 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. En décembre 2008, la Division des appels de l'ARC a émis un avis de confirmation des nouvelles cotisations d'avril 2006. La société procédera au dépôt d'un appel auprès de la Cour canadienne de l'impôt.

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 2008, Maritime Electric avait provisionné ce montant dans les impôts futurs et exigibles à payer. Les dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) exigent que la société dépose auprès de l'ARC la moitié du montant de la cotisation faisant l'objet de l'opposition. Le montant actuellement déposé auprès de l'ARC pour la nouvelle cotisation est d'environ 6 millions \$.

FortisUS Energy

En 2008, une discontinuation légale et une quittance finale ont été prononcées relativement à des procédures judiciaires intentées par le Village of Philadelphia (le « Village »), à New York. Le Village alléguait que FortisUS Energy devrait honorer une série de paiements courants et futurs, totalisant environ 9 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. Le règlement de ces procédures judiciaires n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés.

Société Exploits

Le 16 décembre 2008, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a promulgué une loi visant l'expropriation de la plupart des actifs d'Abitibi-Consolidated situés à Terre-Neuve. Avant cette date, Abitibi-Consolidated avait annoncé la fermeture de son usine de papier journal de Grand Falls-Windsor, Terre-Neuve, avec prise d'effet le 31 mars 2009. Les actifs de production hydroélectrique de la société Exploits étaient inclus dans les biens touchés par la loi d'expropriation. La société Exploits est détenue à 51 % par Fortis Properties et à 49 % par Abitibi-Consolidated. Les états financiers de la société Exploits sont intégrés dans les états financiers consolidés de Fortis. La société Exploits a un prêt à terme de 61 millions \$ auprès de plusieurs prêteurs qui est garanti par les actifs de la société Exploits et qui est sans recours contre Fortis.

Des pourparlers sont en cours avec les prêteurs de la société Exploits à l'égard des questions ci-dessus. Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a publiquement déclaré ne pas avoir l'intention de nuire aux partenaires indépendants d'Abitibi-Consolidated ni aux prêteurs de la société Exploits. En attendant l'issue de ces questions, des frais financiers reportés de 2 millions \$ et des immobilisations de services publics de 61 millions \$ relatifs à la société Exploits ont été reclassés dans les charges reportées et autres actifs, et le prêt à terme de 61 millions \$ a été classé à court terme au bilan consolidé de Fortis au 31 décembre 2008.

29. Événements postérieurs à la date du bilan

En février 2009, FortisAlberta a émis des débentures non garanties à 7,06 % 30 ans, d'un capital de 100 millions \$ en vertu du prospectus de base simplifié déposé en décembre 2008. Le produit net a été affecté au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit consenties effectués afin de soutenir le programme de dépenses en immobilisations de la société, et aux fins générales du siège social.

En février 2009, TGI a émis des débentures non garanties à 6,55 % 30 ans, d'un capital de 100 millions \$. Le produit net est affecté au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit effectués afin de soutenir les besoins de fonds de roulement et de dépenses en immobilisations, ainsi qu'au remboursement de débentures non garanties de 60 millions \$ qui viennent à échéance en juin 2009.

30. 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 \$)	2008	2007	2006 ¹⁾	2005 ¹⁾
Produits, y compris la quote-part du bénéfice d'un placement	3 903	2 718	1 472	1 441
Coûts de l'approvisionnement énergétique et charges d'exploitation	2 855	1 904	939	926
Amortissement	348	273	178	158
Frais financiers	363	299	168	154
Impôts sur les bénéfices des sociétés	65	36	32	70
Résultats des activités abandonnées, gains tirés de ventes et autres éléments inhabituels	–	8	2	10
Part des actionnaires sans contrôle	13	15	8	6
Dividendes sur actions privilégiées	14	6	2	–
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	245	193	147	137
Bilans (en millions \$)				
Actif à court terme	1 150	1 038	405	299
Écart d'acquisition	1 575	1 544	661	512
Autres actifs à long terme	545	424	331	471
Immobilisations de services publics et biens productifs	7 908	7 267	4 044	3 315
Total de l'actif	11 178	10 273	5 441	4 597
Passif à court terme	1 697	1 804	558	412
Dépôts dus dans plus d'un an	–	–	–	–
Crédits reportés, passifs réglementaires et impôts futurs	739	688	477	477
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location- acquisition (excluant la tranche échéant à moins d'un an)	4 884	4 623	2 558	2 136
Part des actionnaires sans contrôle	145	115	130	39
Actions privilégiées (classées comme dette)	320	320	320	320
Capitaux propres	3 393	2 723	1 398	1 213
Flux de trésorerie (en millions \$)				
Activités d'exploitation	663	373	263	304
Activités d'investissement	854	2 033	634	467
Activités de financement	387	1 826	456	224
Dividendes, excluant les dividendes sur actions privilégiées classées comme dette	191	146	77	64
Statistiques financières				
Rendement des capitaux propres moyens attribuable aux actionnaires ordinaires (%)	8,70	10,00	11,87	12,40
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)	59,5	64,3	61,1	58,7
Actions privilégiées (classées à la fois comme dette et comme capitaux propres)	7,3	5,2	10,0	8,6
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	33,2	30,5	28,9	32,7
Ratio de couverture des intérêts (multiple)				
Dette	1,9	1,9	2,2	2,5
Total des charges fixes	1,8	1,7	2,0	2,1
Total des dépenses en immobilisations (en millions \$)	904	803	500	446
Données sur les actions ordinaires				
Valeur comptable par action (fin de l'exercice) (\$)	17,97	16,69	12,19	11,74
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en millions)	157,4	137,6	103,6	101,8
Résultat de base par action ordinaire (\$)	1,56	1,40	1,42	1,35
Dividendes déclarés par action ordinaire (\$)	1,010	0,880	0,700	0,605
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	1,000	0,820	0,670	0,588
Ratio dividendes/bénéfice (%)	64,1	58,6	47,2	43,7
Ratio cours/bénéfice (multiple)	15,8	20,7	21,0	18,0
Sommaire des données de négociation des actions				
Haut (\$) (TSX)	29,94	30,00	30,00	25,64
Bas (\$) (TSX)	20,70	24,50	20,36	17,00
Cours de clôture (\$) (TSX)	24,59	28,99	29,77	24,27
Volume (en milliers)	132 108	100 920	60 094	37 706

¹⁾ Au 31 décembre 2006, la provision réglementaire pour coûts futurs d'enlèvement d'actifs 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.

2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998
1 146	843	715	628	580	505	473
766	579	477	418	418	356	340
114	62	65	62	52	45	42
122	86	74	65	56	46	44
47	38	32	29	17	28	23
-	-	-	4	3	-	4
6	4	4	4	3	1	1
-	-	-	-	-	-	-
91	74	63	54	37	29	27
293	191	180	135	166	93	94
514	65	60	33	36	39	42
418	345	241	172	163	122	121
2 713	1 563	1 459	1 246	1 056	930	750
3 938	2 164	1 940	1 586	1 421	1 184	1 007
538	296	334	272	225	230	148
-	-	-	-	-	16	16
138	62	39	32	24	27	22
1 905	1 031	941	746	678	488	424
37	37	40	36	32	29	8
320	123	-	50	50	50	50
1 000	615	586	450	412	344	339
272	157	134	94	97	85	69
1 026	308	349	240	241	122	66
777	232	261	171	178	67	16
51	38	35	30	28	24	24
11,28	12,30	12,23	12,44	9,73	8,55	8,24
61,4	60,0	65,2	63,9	60,4	59,6	53,4
9,4	6,7	-	3,6	4,3	5,1	6,0
29,2	33,3	34,8	32,5	35,3	35,3	40,6
2,3	2,2	2,3	2,3	2,1	2,3	2,2
2,0	2,1	2,2	2,2	1,9	2,1	2,0
279	208	229	149	158	86	65
10,45	8,82	8,50	7,50	6,97	6,55	6,52
84,7	69,3	65,1	59,5	54,1	52,2	51,5
1,07	1,06	0,97	0,90	0,68	0,56	0,53
0,548	0,525	0,498	0,470	0,460	0,455	0,450
0,540	0,520	0,485	0,468	0,460	0,453	0,450
50,3	48,9	49,9	51,9	67,6	80,8	84,9
16,2	13,9	13,5	13,0	13,2	14,0	18,0
17,75	15,24	13,28	11,89	9,19	9,93	12,03
14,23	11,63	10,76	8,56	6,88	7,29	8,75
17,38	14,73	13,13	11,74	9,00	7,85	9,56
29 254	31 180	21 676	21 460	26 760	9 024	12 356



Conseil d'administration (g-d) : David G. Norris, Peter E. Case, Harry McWatters, John S. McCallum, Geoffrey F. Hyland, Roy P. Rideout, Linda L. Inkpen, Michael A. Pavey, H. Stanley Marshall, Frank J. Crothers.

Conseil d'administration

Geoffrey F. Hyland *** *Président du conseil d'administration, Caledon (Ont.)*

M. Hyland, 64 ans, s'est joint au conseil d'administration en mai 2001 et il a en été nommé président en mai 2008. Il a pris sa retraite du poste de président-directeur général de ShawCor Ltd. en juin 2005, après 37 ans de service. 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.

Peter E. Case * *Administrateur de sociétés, Freulton (Ont.)*

M. Case, 54 ans, 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 placements institutionnels chez Marchés mondiaux CIBC. Avant d'occuper ce poste, il était directeur général chez BMO Nesbitt Burns. M. Case est administrateur de FortisOntario Inc. depuis mars 2003.

Frank J. Crothers *Président-directeur général, Island Corporate Holdings, Nassau (Bahamas)*

M. Crothers, 64 ans, s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2007. Il est l'ancien président de P.P.C. Limited, société acquise par Fortis Inc. en août 2006. Il est vice-président du conseil d'administration de Caribbean Utilities Company, Limited et est membre du conseil d'administration de Belize Electricity. M. Crothers est également administrateur de Franklin Templeton Resources, de Talon Metals Corp., de Fidelity Merchant Bank & Trust (Cayman) Limited et de Victory Nickel Inc.

Linda L. Inkpen * *Administratrice de sociétés, St. John's (T.-N.-L.)*

D^{re} Inkpen, 61 ans, s'est jointe au conseil d'administration de Fortis Inc. en 1994. Elle a cessé d'exercer la médecine en décembre 2008, après 35 ans de service, et est une ancienne présidente du comité consultatif médical du St. John's Hospitals for 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. D^{re} Inkpen a été présidente du conseil d'administration de Fortis Properties Corporation et de Newfoundland Power Inc. Elle prendra sa retraite du conseil d'administration de Fortis Inc. lors de l'assemblée annuelle le 5 mai 2009.

H. Stanley Marshall *Président-directeur général, Fortis Inc., St. John's (T.-N.-L.)*

M. Marshall, 58 ans, est membre du conseil d'administration de Fortis Inc. depuis 1995. Il est entré au service de Newfoundland Power Inc. en 1979 et a été nommé président-directeur général de Fortis Inc. en 1996. M. Marshall est membre du conseil 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, 65 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 * *Conseiller en vin, Summerland (C.-B.)*

M. McWatters, 63 ans, et s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en mai 2007. Il est le fondateur et ancien président du Sumac Ridge Estate Wine Group. M. McWatters est président de Harry McWatters Inc., de Vintage Consulting Group Inc., de l'Okanagan Wine Academy et de Black Sage Vineyards Ltd. 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, 61 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 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, 61 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, 61 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

Photographies :

Denis Leger, Cornwall, Ont.; Michael Hintringer Photography, Kelowna, C.-B.; Richard Vere, Kelowna, C.-B.; Ned Pratt, St. John's, T.-N.-L.; Dave Laing, Carbonear, T.-N.-L.; Bobb Barratt Photographer, Niagara Falls, Ont.; Marnie Burkhart, Calgary, Alb.; Darren Hull, Kelowna, C.-B.; Jodie Foster-Sexsmith, Springfield, C.-B.; Kristine Hamlyn, St. John's, T.-N.-L.; Ann Mackay, Charlottetown, Î.-P.-É.; Jack LeClair, Charlottetown, Î.-P.-É.; Tito's Photo Lab, Belize City, Belize; Denise Vanzie, Belize City, Belize; Neil Murray, Grand Caïman, îles Caïmans; Miguel Escalante, Grand Caïman, îles Caïmans; Christine Morden, Providenciales, îles Turks et Caïcos; Margarito Ortiz Jr., San Ignacio, Belize; Alan E. Lincourt, Cooperstown, État de New York; Desmond Murray, Kelowna, C.-B.



Sources Mixtes
Groupe de produits issu de forêts bien gérées et d'autres sources contrôlées.
www.fsc.org Cert no. SW-COC-000899
© 1996 Forest Stewardship Council



Dirigeants de **Fortis Inc.** (g-d) : Barry Perry, vice-président, Finances et directeur des finances; Donna Hynes, secrétaire adjointe et directrice, Relations avec les investisseurs et le public; Stan Marshall, président-directeur général; Ronald McCabe, vice-président, chef du contentieux et secrétaire général.

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
www.computershare.com/fortisinc

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.

Désignation à titre de dividendes admissibles

Aux fins des nouvelles dispositions en matière de crédit d'impôt pour dividendes contenues dans la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et dans toute législation fiscale provinciale ou territoriale applicable, tous les dividendes versés par Fortis à des résidents du Canada sur les actions ordinaires et privilégiées après le 31 décembre 2005 sont désignés comme des « dividendes admissibles ». À moins d'avis contraire, tous les dividendes versés par Fortis après cette date sont désignés comme des « dividendes admissibles » aux fins de la législation susmentionnée.

Dates prévues pour le versement des dividendes* et l'annonce des résultats

<i>Dates de fermeture des registres</i>	
8 mai 2009	7 août 2009
6 novembre 2009	5 février 2010
<i>Dates de versement des dividendes</i>	
1 ^{er} juin 2009	1 ^{er} septembre 2009
1 ^{er} décembre 2009	1 ^{er} mars 2010
<i>Dates d'annonce des résultats</i>	
30 avril 2009	5 août 2009
5 novembre 2009	4 février 2010

* La déclaration et le versement des dividendes sont sujets à l'approbation du conseil d'administration.

Régimes de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions par les consommateurs

Fortis Inc. offre aux actionnaires ordinaires un régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »)¹⁾ et un régime d'achat d'actions par les consommateurs (« RAAC »)²⁾ pour les inciter à investir davantage dans Fortis Inc. Les participants peuvent ainsi déposer automatiquement leurs dividendes, ainsi que toute contribution additionnelle (RRD : minimum de 100 \$ et maximum de 30 000 \$ par an; RAAC : minimum de 25 \$ et maximum de 20 000 \$ par an) dans ces régimes afin d'acheter d'autres actions ordinaires. Les actions peuvent être achetées 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.

- 1) Tous les actionnaires ordinaires enregistrés résidant au Canada ont le droit de participer au RRD. 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 RAAC 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, série C, les actions privilégiées de premier rang, série E, les actions privilégiées de premier rang, série F et les actions privilégiées de premier rang, série G de Fortis Inc. sont cotées à la Bourse de Toronto et se négocient respectivement sous les symboles FTS, FTS.PR.C, FTS.PR.E, FTS.PR.F et FTS.PR.G.

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 \$

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

Assemblée annuelle

Le mardi 5 mai 2009
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

Imprimeur :

The Lowe-Martin Group,
Ottawa (Ont.)

Moveable Inc., Toronto (Ont.)

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



Créer de la valeur à long terme pour les clients et les actionnaires.