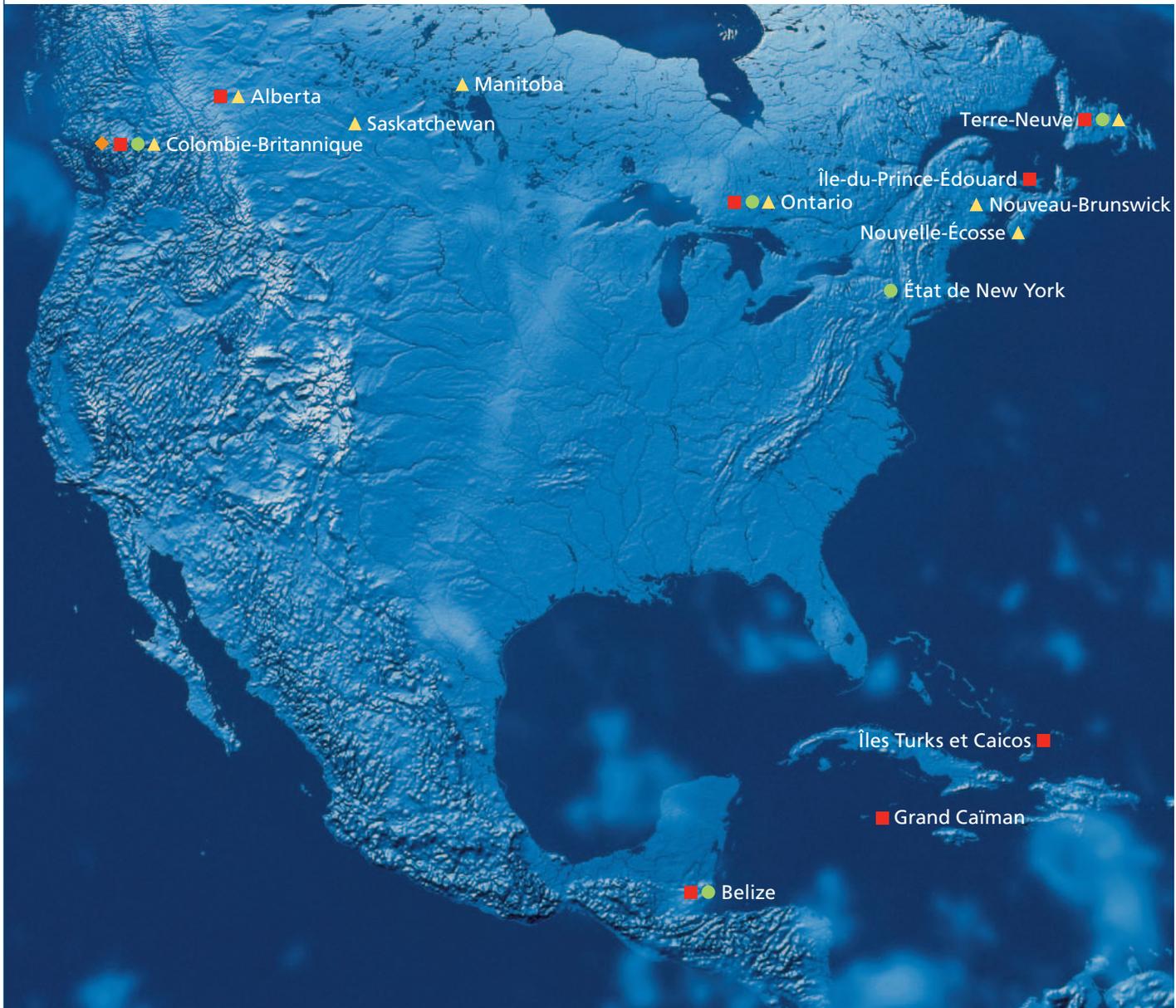




FORTIS INC.

RAPPORT ANNUEL 2010

Activités



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 Caïcos

Activités non réglementées

Fortis Generation ●

Zones de production

Belize, Ontario, région centrale de Terre-Neuve,
Colombie-Britannique, État de New York

Fortis Properties ▲

Immobilier et hôtellerie

Partout au Canada

Actif totalisant près de 13 milliards \$

(au 31 décembre 2010)

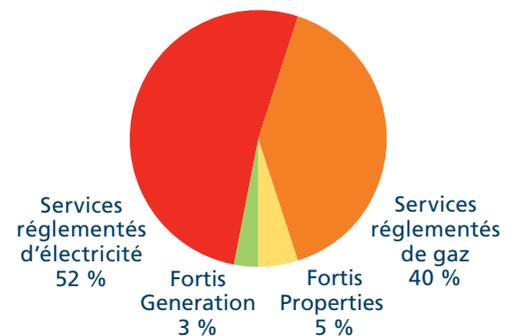
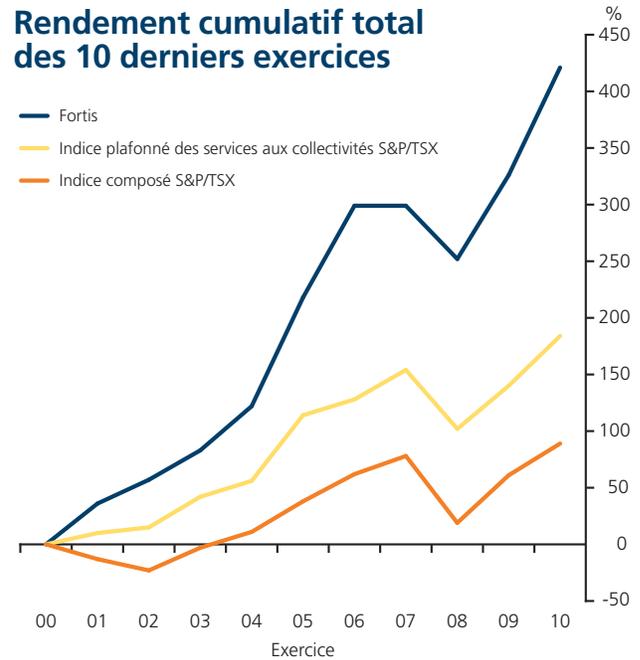


Table des matières

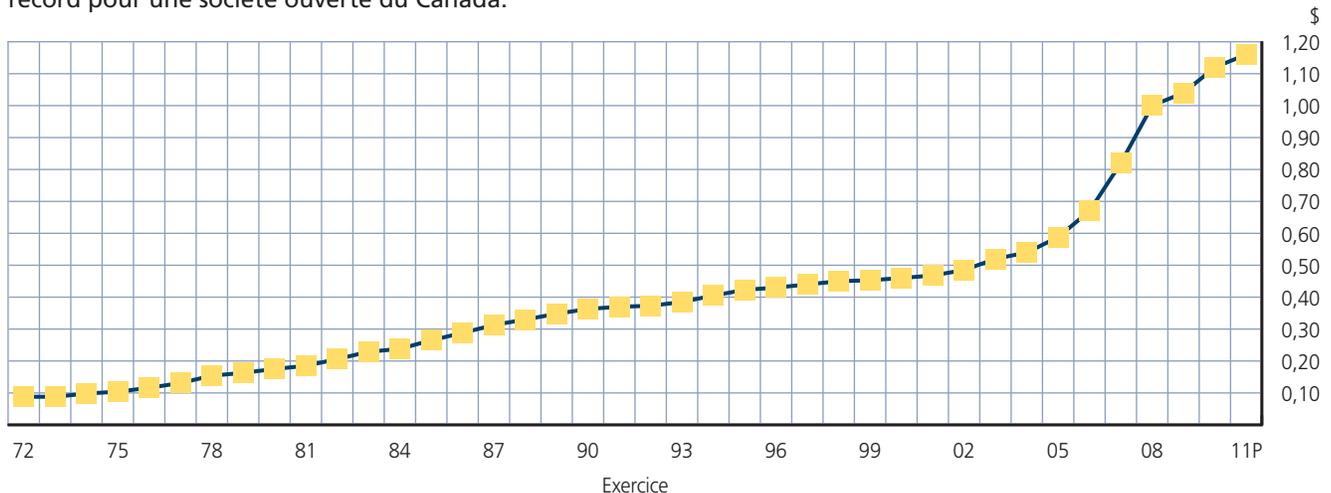
Faits saillants pour les investisseurs	2
Rapport aux actionnaires.....	4
Rapport de gestion.....	8
États financiers	70
Rétrospective financière	122
Renseignements pour les investisseurs	124

Rendement cumulé total des 10 derniers exercices



Dividendes versés par action ordinaire

Fortis a augmenté le dividende annuel versé à ses actionnaires ordinaires 38 années d'affilée, soit le plus long record pour une société ouverte du Canada.



Fortis aspire à devenir le chef de file mondial dans les segments du secteur des services publics réglementés où elle mène ses activités, et le principal fournisseur de services dans les régions qu'elle dessert. Dans toutes ses activités, Fortis gèrera ses ressources de façon prudente et offrira un service de qualité afin de maximiser la valeur pour les clients et les actionnaires.

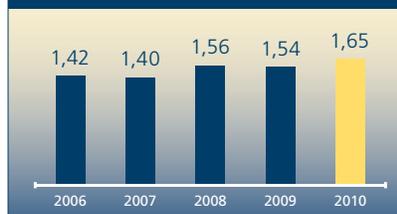
La Société continuera de se concentrer sur trois grands objectifs :

- i) La croissance de l'actif et de la capitalisation boursière devrait dépasser la croissance moyenne des autres sociétés de services publics de gaz et d'électricité 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 de Fortis ne devraient pas dépasser de beaucoup ceux d'une entreprise nord-américaine de services publics de taille comparable.

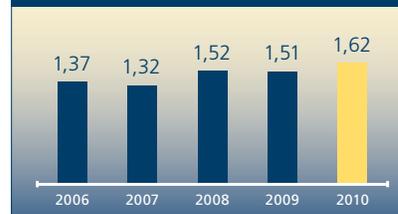
Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires (M \$)



Résultat de base par action ordinaire (\$)



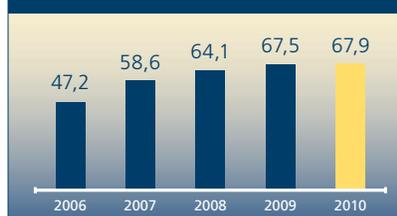
Résultat dilué par action ordinaire (\$)



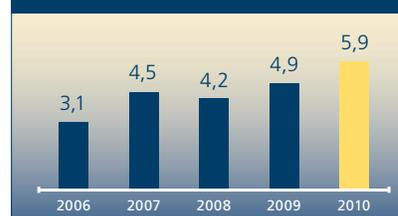
Dividendes versés par action ordinaire (\$)



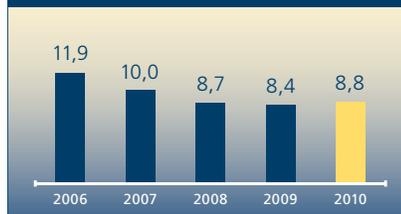
Ratio dividendes/bénéfice (%)



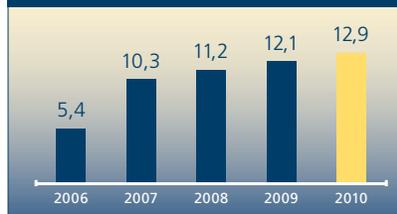
Capitalisation boursière (G \$)



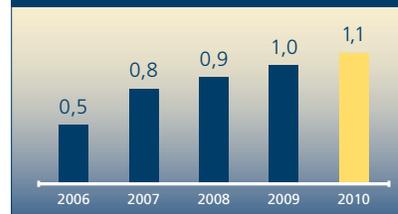
Rendement des capitaux propres moyens attribuables aux actionnaires ordinaires (%)



Actif (G \$)



Dépenses en immobilisations (G \$)



Produits (G \$)



Flux de trésorerie d'exploitation (M \$)



Ratio dette/capitalisation boursière totale (%)



Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens.

L'information porte sur l'exercice terminé le 31 décembre 2010, à moins d'indication contraire.

Activités réglementées

Gaz										
Terasen ¹⁾	Clients (nombre)	Employés (nombre)	Demande de pointe quotidienne (TJ)	Volumes de gaz (PJ)	Programme de dépenses en immobilisations (M \$)	Total de l'actif (G \$)	Base tarifaire (G \$) ²⁾	Bénéfice (M \$)	RCP autorisé (%) ³⁾	
									2010	2011
Total	949 000	1 480	1 421	193	253	5,2	3,4	130	9,50	9,50

Électricité										
	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⁾	
									2010	2011
FortisAlberta	491 000	980	2 555	15 866	379	2,4	1,7	68	9,00	9,00 ⁴⁾
FortisBC	161 000	534	707	3 046	139	1,5	1,1	42	9,90	9,90
Newfoundland Power	243 000	572	1 206	5 419	78	1,2	0,9	35	9,00	8,38
Maritime Electric	74 000	182	207	1 033	26	0,4	0,3	12	9,75	9,75
FortisOntario	64 000	199	273	1 295	22	0,3	0,2	7	8,01/8,57 ⁵⁾	8,01/9,85 ⁵⁾
Belize Electricity ⁶⁾	77 000	296	81	426	23	0,2	0,2	2	– ^{7) 8)}	– ^{7) 8)}
Caribbean Utilities ⁹⁾	26 000	191	102	554	20	0,5	0,4	11	7,75–9,75 ⁷⁾	7,75–9,75 ⁷⁾
Fortis Turks and Caicos	9 000	106	31	170	29	0,2	0,2	10	17,50 ^{7) 10)}	17,50 ^{7) 10)}
Total	1 145 000	3 060	5 162	27 809	716	6,7	5,0	187		

1) Comprend 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 2011.

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. et de Terasen Gas (Whistler) Inc. est plus élevé de 50 points de base.

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

5) Énergie Niagara : 8,01 %; Algoma Power : 8,57 % avant le 1^{er} décembre 2010, 9,85 % à compter du 1^{er} décembre 2010.

6) Les données fournies s'appliquent à l'ensemble des activités de Belize Electricity, sauf les données sur le bénéfice. Le bénéfice représente la contribution de Belize Electricity aux résultats consolidés de Fortis, et se fonde sur la participation de 70 % de la Société.

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

8) RAB autorisé à déterminer une fois les questions réglementaires réglées.

9) Les données fournies s'appliquent à l'ensemble des activités de Caribbean Utilities, sauf les données sur le bénéfice. Le bénéfice représente la contribution de Caribbean Utilities aux résultats consolidés de Fortis, et se fonde sur la participation de 59 % de la Société.

10) Chiffre prévu dans la licence. Le RAB obtenu en 2010 a été très inférieur au RAB autorisé aux termes de la licence, en raison des investissements importants faits par la société de services publics.

Activités non réglementées

Fortis Generation ¹⁾

	Capacité de production (MW)	Ventes d'énergie (GWh)	Actif ³⁾ (G \$)	Bénéfice ⁴⁾ (M \$)	Programme de dépenses en immobilisations (M \$)
Total	139	427	0,4	20	84

Fortis Properties ²⁾

	Employés (nombre)	Actif (G \$)	Bénéfice ⁴⁾ (M \$)	Programme de dépenses en immobilisations (M \$)
Total	2 300	0,6	26	19

1) Comprend les investissements 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 (bureaux et magasins) totalisant environ 2,7 millions de pieds carrés, principalement dans le Canada Atlantique, et 21 hôtels dans tout le Canada.

3) Comprend 108 millions \$ dans les autres actifs non réglementés.

4) Contribution aux résultats consolidés de Fortis pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

L'information porte sur l'exercice clos le 31 décembre 2010, à moins d'indication contraire.

Rapport aux actionnaires

Pour une onzième année de suite, Fortis a réalisé un bénéfice record pour ses actionnaires. Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 285 millions \$, soit 23 millions \$ de plus que les 262 millions \$ de 2009. Le bénéfice par action ordinaire a été de 1,65 \$ en 2010, contre 1,54 \$ en 2009.

Nos entreprises de services publics réglementés au Canada et nos activités non réglementées de production hydroélectrique ont attisé le rendement pour l'exercice. Cependant, la croissance par rapport à l'exercice précédent a été ralentie par les résultats moindres des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes et la hausse des charges du siège social.

Fortis a majoré le dividende annualisé versé à ses actionnaires ordinaires pour une 38^e année de suite, un record pour une société ouverte du Canada. Le dividende versé par action ordinaire s'est établi à 1,12 \$ en 2010, en hausse de 7,7 % par rapport au dividende de 1,04 \$ versé par action ordinaire à l'exercice précédent. Le ratio dividendes/bénéfice a avoisiné 68 % en 2010. Fortis a haussé le dividende trimestriel versé aux actionnaires ordinaires pour le porter à 0,29 \$, soit 1,16 \$ sur une base annualisée, à compter du dividende du premier trimestre versé en 2011.

Au cours des dix derniers exercices, Fortis a dégagé un rendement total annualisé moyen de 18 %, le plus élevé de son secteur, surpassant l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et l'indice composé S&P/TSX, dont le rendement annualisé moyen a été respectivement de 11 % et 7 % pour la même période.

Platts, prestigieux fournisseur mondial d'informations sur l'énergie, a classé Fortis parmi les 250 plus grandes sociétés mondiales d'énergie pour 2010. Fortis s'est en effet classée au 11^e rang parmi les 50 sociétés affichant la croissance la plus rapide à l'échelle mondiale, et au 3^e rang dans cette même catégorie à l'échelle des Amériques.

Fortis élargit ses activités de production non réglementées en Colombie-Britannique avec la construction de l'Expansion Waneta, centrale hydroélectrique de 335 mégawatts (« MW ») sur la rivière Pend d'Oreille, au coût de 900 millions \$. En octobre dernier, Fortis a formé avec Columbia Power Corporation et Columbia Basin Trust, deux entités en propriété exclusive du gouvernement de Colombie-Britannique, une société en commandite qui construira la centrale. Fortis détient une participation de 51 % lui conférant le contrôle dans la société en commandite, qui a conclu des ententes de vente d'électricité sur 40 ans avec BC Hydro et FortisBC portant respectivement sur la production d'énergie et la capacité de l'Expansion Waneta. La construction de la centrale a commencé à la fin de 2010. Fortis sera responsable de l'exploitation et de la maintenance de l'Expansion Waneta lorsqu'elle entrera en service aux alentours du printemps 2015. La Colombie-Britannique et la région du nord-ouest du Pacifique offrent un bon potentiel de mise en valeur d'autres actifs de production hydroélectrique qui viendraient compléter les activités de services publics de Fortis dans l'Ouest canadien, apportant ainsi de la valeur à nos actionnaires et un service amélioré à nos clients.

Pour la deuxième année d'affilée, notre programme d'investissement a dépassé 1 milliard \$, atteignant un sommet d'environ 1,1 milliard \$ en 2010. La centrale hydroélectrique d'une capacité de 19 MW construite au coût de 53 millions \$ US à Vaca, au Belize, a été mise en service en mars dernier et complète le développement hydroélectrique en trois étapes de la rivière Macal. La centrale devrait accroître la production annuelle d'énergie sur la rivière Macal d'environ 80 gigawattheures (« GWh ») pour la porter



Au coût de 900 millions \$, le projet de l'Expansion Waneta de 335 MW est en construction.



Stan Marshall, président-directeur général, Fortis Inc.



David Norris, président du conseil, Fortis Inc.

à 240 GWh, une amélioration de quelque 160 GWh depuis la mise en service de la centrale hydroélectrique Chalillo en novembre 2005. Plusieurs projets d'investissement importants au Canada se sont poursuivis en 2010 et devraient être achevés dans les prochains mois. D'ici la fin de mars, FortisAlberta aura pratiquement terminé son projet pluriannuel d'environ 126 millions \$ qui consiste à remplacer quelque 466 000 compteurs traditionnels par des compteurs automatisés. FortisBC prévoit toujours achever d'ici le milieu de 2011 le plus important projet d'investissement de son histoire, soit le renforcement de la ligne de transport de l'Okanagan, au coût de 106 millions \$. La construction par Terasen Gas (Vancouver Island) d'une installation de stockage de gaz naturel liquéfié au coût de 210 millions \$ devrait être terminée au cours du deuxième trimestre de 2011, et l'installation devrait être remplie plus tard en 2011. Au début de 2012, nous prévoyons avoir terminé le projet de 110 millions \$ entrepris par Terasen Gas, qui vise à regrouper toutes les fonctions touchant les services clients avec les centres d'appel de la société et à mettre en place un nouveau système d'information sur la clientèle.

Les décisions réglementaires les plus récentes reçues par nos entreprises de services publics canadiennes apportent une stabilité soutenue en 2011. Les tarifs facturés aux clients, qui ont pris effet le 1^{er} janvier 2011, ont été fixés pour nos quatre plus grandes entreprises de services publics. Les taux de rendement des capitaux propres en actions ordinaires (« RCP ») autorisés de Terasen Gas et FortisBC pour 2011 s'établissent respectivement à 9,5 % et 9,9 %, taux identiques à ceux autorisés pour 2010. Le RCP autorisé de Newfoundland Power pour 2011 a diminué, passant de 9,0 % à 8,38 %, par suite de l'application de la formule d'ajustement automatique du RCP. Le RCP autorisé provisoire de FortisAlberta a été établi à 9,0 %, en attendant le résultat d'une procédure visant à réviser la structure du capital et à fixer le RCP autorisé pour 2011.



Terasen Gas (Vancouver Island) achève la construction de l'installation de stockage de gaz liquéfié au coût de 210 millions \$.

Terasen, FortisBC et FortisAlberta prévoient déposer au premier semestre de 2011 une demande tarifaire fondée sur le coût du service pour 2012 et 2013. FortisAlberta participe également à un processus mené sous la gouverne de l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») visant à déterminer si l'on devrait mettre en place dès 2012 des mécanismes de tarification axée sur le rendement (« TAR ») pour les entreprises de services de distribution en Alberta. L'AUC n'a pas rendu de décision finale à cet égard. Les difficultés réglementaires persistent au Belize, où Belize Electricity a demandé le réexamen judiciaire de plusieurs décisions réglementaires.

L'intégration de nos entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz en Colombie-Britannique a commencé en milieu d'année. FortisBC et Terasen Gas ont des actifs combinés de 6,7 milliards \$ et projettent de faire des dépenses en immobilisations de 1,7 milliard \$ au cours des cinq prochaines années. Une structure de gestion assure une approche et une stratégie intégrées pour la livraison d'énergie à nos clients.

Le bénéfice des sociétés Terasen Gas s'est chiffré à 130 millions \$, en hausse de 13 millions \$ par rapport à 117 millions \$ en 2009. De cette hausse, environ 9 millions \$ sont attribuables à la reprise en 2010, approuvée par les organismes de réglementation, d'une provision établie en 2009 pour le dépassement de coûts du projet de conversion du pipeline de Whistler. La hausse du bénéfice est aussi attribuable à l'augmentation du RCP autorisé pour les sociétés Terasen Gas, à compter du 1^{er} juillet 2009, et à une hausse de la composante actions ordinaires réputée du total de la structure du capital de Terasen Gas, à compter du 1^{er} janvier 2010.

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada a été de 164 millions \$, en hausse de 15 millions \$ par rapport à 149 millions \$ pour 2009. Compte non tenu du rajustement ponctuel de 3 millions \$ des impôts sur les bénéfices des sociétés de FortisOntario en 2009, le bénéfice s'est accru de 18 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Cette augmentation tient à la croissance générale des investissements faits dans les infrastructures électriques, à la hausse du RCP autorisé de FortisBC en date du 1^{er} janvier 2010, de l'accroissement de la clientèle de FortisAlberta, à la hausse des ventes d'électricité de Newfoundland Power et à l'amélioration du rendement de FortisOntario en raison de la contribution d'Algoma Power au bénéfice pour un exercice complet, et à la baisse du taux effectif d'impôt sur les bénéfices des sociétés. Toutefois, le bénéfice de 2010 tient compte de charges d'exploitation additionnelles de 1 million \$ après impôts engagées par Newfoundland Power pour les travaux de remise en état après le passage de l'ouragan Igor, de l'incidence du recul des ventes d'électricité de FortisBC en raison des conditions climatiques, et de la diminution des produits nets tirés du transport de FortisAlberta.



Fortis aspire à devenir le chef de file mondial dans les segments du secteur des services publics réglementés où elle mène ses activités, et le principal fournisseur de services dans les régions qu'elle dessert.

La contribution au bénéfice de Fortis par les entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes s'est chiffrée à 23 millions \$, contre 27 millions \$ en 2009. Cette baisse est en grande partie attribuable à l'incidence négative de la conversion des devises et aux contraintes réglementaires qui empêchent Belize Electricity de réaliser un rendement juste et raisonnable. En 2010, la contribution de la société au bénéfice de Fortis n'a atteint que 1,5 million \$. Dans le cours normal des affaires, Belize Electricity devrait pouvoir contribuer environ 10 millions \$ annuellement au bénéfice consolidé de Fortis. Les résultats de 2010 découlent aussi de la faible croissance des ventes d'électricité, en raison des difficultés économiques qui persistent dans les Caraïbes et de l'incidence négative qu'ont eue sur les besoins de climatisation les températures plus basses que la normale enregistrées à l'île Grand Caïman au deuxième semestre de 2010. La croissance des ventes d'électricité annualisées du secteur a atteint 0,9 % en 2010, contre 2 % en 2009.

La contribution des activités non réglementées de Fortis Generation au bénéfice de Fortis s'est établie à 20 millions \$, en hausse de 4 millions \$ sur 2009. Cette hausse provient essentiellement d'une production d'hydroélectricité accrue au Belize, par suite de la mise en service de la centrale Vaca de 19 MW en mars et des pluies plus abondantes, ainsi que de la baisse des frais financiers. La croissance du bénéfice a été freinée par l'incidence défavorable de l'expiration des droits d'usage de l'eau en avril 2009 à la centrale hydroélectrique de Rankine en Ontario.

Fortis Properties a dégagé un bénéfice de 26 millions \$, soit une hausse de 2 millions \$ par rapport à 2009 amenée surtout par la diminution du taux effectif d'impôt sur les bénéfices.

Les charges du secteur Siège social et autres se sont établies à 78 millions \$, contre 71 millions \$ pour 2009. L'augmentation, attribuable aux dividendes sur les actions privilégiées de premier rang, série H, de 250 millions \$ émises en janvier 2010 et aux frais de développement des affaires engagés en 2010, a été partiellement annulée par une baisse des frais financiers.

Fortis et ses quatre principales entreprises de services publics gardent des notes de grande qualité. Standard & Poor's attribue à Fortis la note A- tandis que DBRS lui accorde la note A (bas). Les notes de crédit reflètent le profil de faible risque d'affaires de la Société, ses paramètres de crédit raisonnables, l'importante réduction de la dette externe de Terasen Inc. et la capacité démontrée de la Société à faire l'acquisition et l'intégration d'entreprises de services publics stables financées de manière prudente.

En 2010, Fortis et ses centrales ont contracté une dette à long terme de 525 millions \$. En décembre, Fortis a réalisé un placement privé de billets à 3,53 %, 10 ans, d'un capital de 125 millions \$ US, et un placement privé de billets à 5,26 %, 30 ans, d'un capital de 75 millions \$ US. Le produit tiré des placements privés de billets a servi au remboursement d'emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société utilisés pour le remboursement des dettes arrivant à échéance et aux fins générales du siège social. Au quatrième trimestre de 2010, FortisAlberta, Terasen Gas (Vancouver Island) et FortisBC ont émis respectivement des débetures non garanties à 4,8 %, 40 ans, d'un capital de 125 millions \$, des débetures non garanties à 5,2 %, 30 ans, d'un capital de 100 millions \$, et des débetures non garanties à 5,0 %, 40 ans, d'un capital de 100 millions \$. Le produit des débetures a été affecté principalement au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit confirmées des sociétés de services publics aux fins du financement de leurs programmes de dépenses en immobilisations.



Construction en 2010 de la sous-station Benvoulin à Kelowna, en C.-B.



Les entreprises de services publics de gaz et d'électricité de Fortis servent 2 100 000 clients.

Fortis a des facilités de crédit consolidées de 2,1 milliards \$, dont une tranche de 1,4 milliard \$ demeurait inutilisée à la fin de l'exercice 2010. Une tranche d'environ 2 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées, dont la majeure partie vient à échéance en 2012 et 2013. Les facilités de crédit sont presque toutes conclues auprès des sept plus grandes banques canadiennes, aucune ne détenant plus de 25 % de ces facilités. On prévoyait, en date du 31 décembre 2010, que les échéances et les remboursements de la dette à long terme de la Société atteindront en moyenne environ 250 millions \$ au cours de chacun des cinq prochains exercices.

Des notes de crédit de grande qualité, des facilités de crédit suffisantes et des échéances de dettes relativement peu élevées donnent à Fortis et à ses filiales la souplesse voulue pour accéder aux marchés des capitaux d'emprunt à des taux attractifs.

Nous tenons à remercier et à féliciter nos employés pour un autre exercice couronné de succès. Nous remercions également les membres du conseil d'administration pour leurs précieux conseils et leur soutien continu.

Il reste encore beaucoup à faire. Nous prévoyons que nos dépenses en immobilisations atteindront environ 1,2 milliard \$ en 2011 et près de 5,5 milliards \$ au cours des cinq prochains exercices, alors que nous investirons dans l'infrastructure de nos entreprises de services publics réglementés dans l'Ouest du Canada et dans le projet d'Expansion Waneta. Ces investissements continueront de stimuler la croissance des bénéfices et des dividendes.

En nous appuyant sur cette croissance interne, nous continuerons de chercher à faire des acquisitions d'entreprises de services publics d'électricité et de gaz naturel aux États-Unis et au Canada qui apporteront de la valeur à nos actionnaires, en gardant toujours à l'esprit que la priorité de Fortis est de remplir notre devoir envers nos clients.

Au nom du conseil d'administration,



David G. Norris
Président du conseil d'administration
Fortis Inc.



H. Stanley Marshall
Président-directeur général
Fortis Inc.



Depuis février 2010, le Holiday Inn Express Kelowna a 70 nouvelles chambres.



In Memoriam

Fortis a été attristée par le décès, en novembre dernier, de Geoffrey Hyland, président du conseil d'administration. Chez Fortis, nous sommes tous extrêmement reconnaissants envers Geoff pour son leadership, ses judicieux conseils et son sens poussé des affaires. Il s'est joint au conseil d'administration de Fortis Inc. en 2001, puis a été nommé président du conseil en 2008. Il a également siégé au conseil d'administration de FortisOntario. Geoff était très respecté et jouissait d'une grande estime à la fois comme collègue et comme ami.

À la suite du décès de Geoff, le conseil d'administration a nommé un nouveau président du conseil en la personne de David Norris.

Daté du 2 mars 2011

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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 2010. 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 du Canada ») 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 », « présumer », « prévoir » et autres expressions semblables, et l'emploi du futur et du conditionnel, signalent qu'il s'agit d'énoncés prospectifs, même si ces termes n'apparaissent pas nécessairement dans tous les énoncés prospectifs. 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 portent entre autres sur : le coût en capital total prévu pour la construction de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta de 335 mégawatts et la date d'achèvement prévu; la présomption que la croissance interne des bénéfices des entreprises de services publics réglementés de la Société au Canada découlera essentiellement de la croissance de la base tarifaire de FortisAlberta et de FortisBC; le moment prévu du dépôt des demandes auprès des organismes de réglementation et le moment de la réception des décisions; la présomption que la Société et ses entreprises de services publics continueront d'avoir un accès raisonnable à du capital à court et à moyen terme; la croissance prévue de 2 % en 2011 des ventes d'électricité par les entreprises réglementées de la Société dans les Caraïbes; la production annuelle moyenne d'énergie prévue des installations sur la rivière Macal, au Belize; le calendrier prévu de conclusion de la vente des poteaux à utilisation conjointe de Newfoundland Power; les dépenses en immobilisations brutes consolidées prévues pour 2011 et globalement pour les cinq prochains exercices; la nature, le calendrier et le montant de certains projets d'investissement et leurs coûts prévus ainsi que leur délai de réalisation; l'hypothèse que les filiales pourront obtenir les fonds nécessaires au financement de leurs programmes d'investissement de 2011; les échéances et les remboursements de la dette à long terme consolidée prévus en 2011 et en moyenne, annuellement, au cours des cinq prochains exercices; aucune augmentation importante des intérêts débiteurs consolidés ou des frais associés aux facilités de crédit renouvelées et prorogées n'est prévue en 2011; la contribution prévue de Belize Electricity au bénéfice consolidé de Fortis dans le cours normal des affaires; l'incidence estimée qu'une baisse des produits à la division hôtelière de Fortis Properties aurait sur le résultat de base par action ordinaire; aucun déclassement important des notes de crédit n'est prévu à court terme; 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 2011; la présomption que les contreparties aux contrats de dérivés sur gaz naturel des sociétés Terasen Gas continueront de respecter leurs obligations; la possibilité que Fortis devienne un émetteur inscrit auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis d'ici le 31 décembre 2011; l'incidence prévue du passage aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis; et la hausse prévue des coûts nets consolidés des régimes de retraite à prestations déterminées en 2011. 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 résultant de 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; pas de dépassement important de coûts d'investissement et de financement liés à la construction de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta; pas de baisse marquée des dépenses en immobilisations en 2011; pas de repli important et prolongé de la situation 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 de couvrir l'exposition à la variation des taux d'intérêt et des taux de change; pas de volatilité importante des taux d'intérêt; pas de défauts importants de la part de contreparties; la concurrence constante des prix du gaz naturel par rapport à ceux de l'électricité et d'autres sources d'énergie de remplacement; la disponibilité ininterrompue de l'approvisionnement en gaz naturel et en combustible; la capacité continue de capitaliser les régimes de retraite à prestations déterminées; pas 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 à maintenir des licences et permis; la conservation des territoires de service existants; le maintien de l'infrastructure de technologie de l'information; 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'investissement. 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 : les risques liés à la réglementation; les risques liés à l'exploitation et à l'entretien; les risques liés au dépassement des coûts des projets d'investissement et à leur achèvement, et le risque lié au financement dans les activités non réglementées de la Société; la conjoncture économique; le risque lié aux sources de financement et à la



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

situation de trésorerie; les conditions météorologiques et le caractère saisonnier; le risque lié aux 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 et en combustible; 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.; les risques environnementaux; le risque lié aux assurances; la perte de licences et de permis; la perte d'un territoire de service; le risque de basculement vers de nouvelles normes comptables qui ne tiennent pas compte de l'incidence de la réglementation des tarifs; les modifications aux lois fiscales; l'infrastructure de la technologie de l'information; un règlement ultime de l'expropriation des actifs de la société en commandite Exploits River Hydro Partnership divergeant des prévisions actuelles de la direction; une issue inattendue des poursuites intentées contre la Société; les relations avec les Premières nations; les relations de travail et les ressources humaines. Pour en savoir plus sur les facteurs de risque de la Société, se reporter aux documents d'information continue de la Société déposés de temps à autre auprès des organismes canadiens de réglementation en valeurs mobilières et à la rubrique « Gestion du risque d'affaires » du présent rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

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

TABLE DES MATIÈRES

Aperçu de la Société.....	10	Situation de trésorerie et sources de financement	
Vision et stratégie de la Société.....	12	Sommaire des flux de trésorerie consolidés.....	35
Tendances et risques principaux.....	13	Obligations contractuelles.....	37
Faits saillants financiers.....	15	Structure du capital.....	39
Résultats d'exploitation sectoriels.....	17	Notes de crédit.....	40
Entreprises de services publics réglementés.....	17	Programme d'immobilisations.....	40
Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada ...	17	Besoins de flux de trésorerie.....	43
Sociétés Terasen Gas.....	17	Facilités de crédit.....	43
Entreprises de services publics réglementés d'électricité		Arrangements hors bilan.....	44
au Canada.....	19	Gestion des risques d'affaires.....	44
FortisAlberta.....	19	Modifications de conventions et normes comptables.....	55
FortisBC.....	20	Modifications comptables futures.....	55
Newfoundland Power.....	21	Instruments financiers.....	57
Autres entreprises de services publics d'électricité		Estimations comptables critiques.....	58
au Canada.....	22	Principales informations financières annuelles.....	62
Entreprises de services publics réglementés d'électricité		Résultats du quatrième trimestre.....	64
dans les Caraïbes.....	23	Sommaire des résultats trimestriels.....	66
Activités non réglementées		Évaluation de la direction des contrôles et procédures	
Activités non réglementées – Fortis Generation.....	25	de communication de l'information et du contrôle	
Activités non réglementées – Fortis Properties.....	27	interne à l'égard de l'information financière.....	68
Siège social et autres.....	28	Événement postérieur à la date du bilan.....	68
Faits saillants en matière de réglementation		Perspectives.....	68
Nature de la réglementation.....	29	Données sur les actions en circulation.....	69
Principales décisions et demandes réglementaires.....	30		
Situation financière consolidée.....	34		

APERÇU DE LA SOCIÉTÉ

Fortis, la plus importante société ouverte de services publics de distribution du Canada, sert environ 2 100 000 clients de gaz et d'électricité. Les sociétés réglementées qu'elle détient comprennent des entreprises de services publics d'électricité dans cinq provinces canadiennes et trois pays des Caraïbes, et une entreprise de services publics de gaz naturel en Colombie-Britannique, au Canada. Fortis 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 espaces pour bureaux d'affaires et pour commerces de détail surtout dans le Canada atlantique. En 2010, les réseaux de distribution d'électricité de la Société ont répondu à une demande de pointe combinée de 5 162 mégawatts (« MW »), et ses réseaux de distribution de gaz naturel ont répondu à une demande de pointe quotidienne de 1 421 térajoules (« TJ »).

Les activités de services publics, qui constituent le principal secteur d'activité de la Société, sont très réglementées et le bénéfice des entreprises de services publics réglementés de la Société est calculé principalement d'après la réglementation fondée sur le coût du service. La Société sectorise ses entreprises de services publics par zones de franchise et, selon des exigences d'ordre réglementaire, en fonction de la nature des actifs. Fortis investit également dans des actifs de production non réglementée d'une part, et dans des locaux pour bureaux d'affaires et commerces de détail et des hôtels d'autre part, deux secteurs d'activité traités distinctement. Les actifs de production non réglementée de la Société présentent une capacité de production combinée de 139 MW, principalement d'origine 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, de manière à assurer des pratiques d'exploitation uniformes, à tirer profit de l'expertise dans tous les territoires et à 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. Le bénéfice tiré des investissements non réglementés contribue à compenser les charges de la société de portefeuille, qui sont surtout des intérêts débiteurs relatifs au financement des primes payées dans le prix d'acquisition d'entreprises de services publics réglementés.

Les secteurs d'activité de la Société sont les suivants : i) entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada, ii) entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada, iii) entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes, iv) activités non réglementées – Fortis Generation, v) activités non réglementées – Fortis Properties et vi) siège social et autres.

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 globale aux objectifs à long terme de Fortis. 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.

Entreprises de services publics réglementés : La participation de la Société dans les différentes entreprises de services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité au Canada et dans les Caraïbes par entreprise se présente comme suit :

Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada

Les sociétés Terasen Gas se composent de Terasen Gas Inc. (« TGI »), de Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. (« TGVI ») et de Terasen Gas (Whistler) Inc. (« TGWI »).

TGI est la plus importante société de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique et sert plus de 846 000 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 possède et exploite le gazoduc qui s'étend depuis la région du grand Vancouver à travers le détroit de Georgia jusqu'à l'île de Vancouver, ainsi que le réseau de distribution sur l'île de Vancouver et le long de la Sunshine Coast (Colombie-Britannique). Elle sert plus de 100 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels.

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

TGWI possède et exploite le réseau de distribution de gaz naturel dans la Municipalité touristique de Whistler (« Whistler »), en Colombie-Britannique, qui assure le service à environ 2 600 clients résidentiels et commerciaux.

Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada

- a. *FortisAlberta* : FortisAlberta possède et exploite le réseau de distribution d'électricité d'une partie importante du sud et du centre de l'Alberta, servant quelque 491 000 clients. La société ne possède ni n'exploite d'actifs de production ou de transport, et ne fait pas la vente directe d'électricité.

- b. *FortisBC* : Comprend FortisBC Inc., entreprise de services publics d'électricité intégrée œuvrant dans l'intérieur méridional de la Colombie-Britannique, servant directement et indirectement environ 161 000 clients. FortisBC Inc. possède quatre centrales hydroélectriques, dont la puissance combinée s'élève à 223 MW. La part attribuable à FortisBC du secteur isolable des services publics réglementés d'électricité au Canada englobe également les services d'exploitation, de maintenance et de gestion de la centrale hydroélectrique Waneta de 493 MW, propriété de Teck Metals Ltd. et de BC Hydro, de la centrale hydroélectrique Brilliant de 149 MW et des installations d'agrandissement de la centrale Brilliant de 120 MW, toutes deux propriétés conjointes de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust (« CPC/CBT »), de la centrale hydroélectrique Arrow Lakes de 185 MW, propriété de CPC/CBT, et du réseau de distribution électrique dont la ville de Kelowna est propriétaire.
- c. *Newfoundland Power* : Newfoundland Power est une entreprise de services publics intégrée et le principal distributeur d'électricité sur la partie insulaire de Terre-Neuve-et-Labrador, servant plus de 243 000 clients. La société possède une capacité de production installée de 140 MW, dont 97 MW d'origine hydroélectrique.
- d. Les autres entreprises de services publics au Canada comprennent Maritime Electric et FortisOntario. Maritime Electric est une entreprise de services publics intégrée et le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard (« Î.-P.-É. »), servant plus de 74 000 clients. Maritime Electric possède aussi sur l'île des centrales d'une puissance combinée de 150 MW. FortisOntario fournit un service public d'électricité intégré à quelque 64 000 clients de Fort Erie, de Cornwall, de Gananoque, de Port Colborne et du district d'Algoma, en Ontario. FortisOntario exploite la Compagnie canadienne d'énergie Niagara Inc. (« Énergie Niagara »), Cornwall Street Railway, Light and Power Company, Limited (« Cornwall Electric ») et, depuis octobre 2009, Algoma Power Inc. (« Algoma Power »). Les comptes d'Énergie Niagara comprennent les activités de distribution d'électricité de Port Colborne Hydro Inc. (« Port Colborne Hydro »), qui ont été louées de la ville de Port Colborne en vertu d'un bail de dix ans échéant en avril 2012. FortisOntario possède également une participation respective de 10 % dans Westario Power Inc., Rideau St. Lawrence Holdings Inc. et Grimsby Power Inc. (« Grimsby Power »), trois sociétés régionales de distribution d'électricité servant approximativement 38 000 clients.

Entreprises de services publics d'électricité réglementés dans les Caraïbes

- a. *Belize Electricity* : Belize Electricity est une entreprise de services publics d'électricité intégrée et la principale société de distribution d'électricité au Belize, en Amérique centrale, servant plus de 77 000 clients. La société possède une capacité de production installée de 34 MW. Fortis détient une participation lui conférant le contrôle d'environ 70 % dans Belize Electricity.
- b. *Caribbean Utilities* : Caribbean Utilities est une entreprise de services publics d'électricité intégrée et l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans, servant plus de 26 000 clients. La société possède une capacité de production installée de 151 MW. Fortis détient une participation lui conférant le contrôle d'environ 59 % dans Caribbean Utilities. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (TSX : CUP.U).
- c. *Fortis Turks and Caicos* : Comprend P.P.C. Limited et Atlantic Equipment & Power (Turks and Caicos) Ltd. Fortis Turks and Caicos est une entreprise de services publics d'électricité intégrée et la principale société de distribution d'électricité des îles Turks et Caicos, servant environ 9 000 clients. La société possède une capacité de production combinée au diesel de 57 MW.

Activités non réglementées – Fortis Generation : Les actifs de production électrique non réglementés de la Société sont les suivants, selon leur emplacement :

- a. *Belize* : Ces activités sont constituées des centrales de production hydroélectriques Mollejon, de 25 MW, Chalillo, de 7 MW, et, à compter de mars 2010, Vaca, de 19 MW, situées au Belize. La production de ces installations est vendue en totalité à Belize Electricity en vertu de contrats d'achat d'électricité de 50 ans échéant en 2055 et 2060. 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 installations comprennent six petites centrales hydroélectriques dans l'est de l'Ontario d'une puissance combinée de 8 MW et une centrale de cogénération de 5 MW alimentée au gaz à Cornwall. Le droit d'usage de l'eau correspondant à une puissance de 75 MW lié à la centrale hydroélectrique Rankine, à Niagara Falls, a expiré le 30 avril 2009, à la fin d'un terme de cent ans.
- c. *Région centrale de Terre-Neuve* : Par l'intermédiaire de la société en commandite Exploits River Hydro Partnership (la « société Exploits »), partenariat entre la Société, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive Fortis Properties, et AbitibiBowater Inc. (« Abitibi »), deux centrales hydroélectriques d'Abitibi 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 détient la participation résiduelle de 49 %. La société Exploits vend sa production à Newfoundland and Labrador Hydro (« Newfoundland Hydro ») en vertu d'un contrat d'achat d'électricité (« CAE ») de 30 ans venant à échéance en 2033. Depuis le 12 février 2009, Fortis a cessé de comptabiliser son placement dans la société Exploits selon la méthode de la consolidation. Pour plus de renseignements sur la société Exploits, se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques – Événements » 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 et de la centrale hydroélectrique Waneta (« Expansion Waneta ») de 335 MW, en cours de construction. La centrale hydroélectrique Walden vend la totalité de sa production à BC Hydro en vertu d'un contrat échéant en 2013. Avec prise d'effet le 1^{er} octobre 2010, les activités de production non réglementées en Colombie-Britannique comprennent la

participation directe de 51 % de la Société dans la société en commandite Expansion Waneta (« société Waneta »), CPC/CBT détenant les 49 % restants. La société Waneta a entrepris la construction, à la fin de 2010, de l'Expansion Waneta située près du barrage et de la centrale Waneta sur la rivière Pend d'Oreille, au sud de Trail, en Colombie-Britannique. L'Expansion Waneta devrait entrer en service au printemps 2015.

- e. *Nord de l'État de New York* : Les installations regroupent 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 Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis. Dans le nord de l'État de New York, les activités hydroélectriques 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 21 hôtels comptant plus de 4 100 chambres, dans huit provinces canadiennes, et environ 2,7 millions de pieds carrés d'espace pour bureaux d'affaires et pour commerces de détail, principalement dans les provinces atlantiques canadiennes.

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 Inc. (« Terasen »), et les dividendes sur les actions privilégiées classées comme passif à long terme; les dividendes sur les actions privilégiées classées comme capitaux propres; d'autres dépenses du siège social, incluant les coûts d'exploitation de Fortis et de 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 de 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. Les résultats financiers 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 de remplacement.

VISION ET STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

Fortis, dont les principales activités sont la propriété et l'exploitation d'entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité, a pour vision d'être le leader mondial dans les secteurs des services publics réglementés où elle exerce ses activités et le premier fournisseur de services dans ses zones de service. Les entreprises de 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 au coût raisonnable le plus bas possible, et la conduite des affaires de façon responsable sur le plan environnemental.

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 saisir des occasions de croissance interne dans ses activités existantes. De plus, Fortis est ouverte à toute possibilité d'acquisitions à des fins de croissance rentable, notamment des entreprises de services publics réglementés aux États-Unis et au Canada. L'acquisition de Terasen en mai 2007, qui a presque doublé la taille de l'actif de la Société, procure à Fortis une plateforme pour acquérir des entreprises de services publics réglementés de plus grande envergure. Les principales cibles sont des sociétés ouvertes américaines de services publics, compte tenu du nombre limité de possibilités d'acquérir des actifs de services publics réglementés de gaz naturel et d'électricité de sociétés ouvertes au Canada. Les activités de Fortis non reliées aux services publics soutiennent la stratégie de croissance et d'acquisition d'entreprises de services publics de la Société. Fortis Properties devrait continuer de croître en taille et en rentabilité, offrant à la Société souplesse en matière de planification financière et fiscale, ce qui n'est généralement pas le cas avec les entreprises de services publics soumises à des contraintes réglementaires et d'intérêt public.

Bien que Fortis n'ait pas fait d'acquisition en 2010, la Société a participé à un processus en vue de l'acquisition d'une importante entreprise de services publics réglementés aux États-Unis pour lequel la soumission de Fortis n'a pas été retenue. Des frais de développement des affaires d'environ 4 millions \$ après impôts ont été engagés en 2010 relativement à ce processus.

En octobre 2010, Fortis, en partenariat avec CPC/CBT, a conclu des accords définitifs pour construire l'Expansion Waneta de 335 MW à un coût estimatif d'environ 900 millions \$. Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

En octobre 2009, FortisOntario a conclu l'acquisition de Great Lakes Power Distribution Inc., renommée par la suite Algoma Power pour un prix d'acquisition global de 75 millions \$. Algoma Power est une société réglementée de services publics de distribution d'électricité qui sert environ 12 000 clients du district d'Algoma en Ontario.

En juin 2009, FortisOntario a acquis une participation de 10 % dans Grimsby Power pour environ 1 million \$. Grimsby Power est une société de distribution d'électricité réglementée qui sert environ 10 000 clients au sein d'un territoire de service situé tout près des installations de FortisOntario à Fort Erie.

En avril 2009, Fortis Properties a acquis en Ontario le Holiday Inn Select Windsor, qui compte 214 chambres, pour un montant d'environ 7 millions \$.

TENDANCES ET RISQUES PRINCIPAUX

Taux de rendement des capitaux propres en actions ordinaires autorisés : Le tableau qui suit fait état des tendances caractérisant les taux de rendement des capitaux propres en actions ordinaires (« RCP ») autorisés pour chacune des quatre principales entreprises de services publics réglementés de la Société.

RCP autorisés approuvés par les organismes de réglementation

(%)	2007	2008	2009	2010	2011
TGI	8,37	8,62	8,47/9,50 ¹⁾	9,50 ¹⁾	9,50 ¹⁾
FortisAlberta	8,51	8,75	9,00 ²⁾	9,00 ²⁾	9,00 ²⁾
FortisBC	8,77	9,02	8,87	9,90 ³⁾	9,90 ³⁾
Newfoundland Power	8,60	8,95	8,95	9,00 ³⁾	8,38 ⁴⁾

¹⁾ Fixé à 9,50 % par l'organisme de réglementation, depuis le 1^{er} juillet 2009.

²⁾ Fixé par l'organisme de réglementation pour 2009, 2010 et, de façon provisoire, pour 2011.

³⁾ Fixé par l'organisme de réglementation depuis le 1^{er} janvier 2010.

⁴⁾ Se fonde sur l'application du mécanisme de rajustement automatique du RCP au moyen d'une formule.

Les décisions réglementaires reçues par la Société en 2009 concernant les révisions du coût en capital en Colombie-Britannique et en Alberta ont donné lieu à l'élimination du mécanisme de rajustement automatique du RCP pour les sociétés Terasen Gas et FortisBC, et à la suspension du mécanisme chez FortisAlberta. Un tel mécanisme est en vigueur à Newfoundland Power pour au moins 2011 et 2012.

Le recours à des mécanismes de rajustement automatique pour calculer les RCP autorisés sur une base annuelle a été implanté au Canada au milieu ou à la fin des années 1990 dans le but d'améliorer l'efficacité du processus réglementaire en réduisant la fréquence des révisions du coût en capital. De façon générale, les mécanismes utilisaient une formule qui calculait un rajustement annuel des RCP autorisés basé sur les variations des taux des obligations à long terme du Canada. Quand les taux d'intérêt ont chuté, l'utilisation de mécanismes de rajustement automatique du RCP a fait l'objet d'une attention croissante dans plusieurs territoires au Canada puisqu'ils n'arrivaient pas à produire des RCP autorisés qui soient suffisamment élevés pour que le critère de rendement équitable soit respecté.

Économies des provinces de l'Ouest canadien : Une part importante des activités de Fortis servent les économies des provinces de l'Ouest canadien, qui ont connu une croissance plus rapide que les autres régions du Canada. Au 31 décembre 2010, les actifs de services publics réglementés représentaient 92 % du total de l'actif (93 % au 31 décembre 2009) et les actifs de services publics réglementés de l'Ouest canadien correspondaient à 76 % de l'actif réglementaire total (75 % au 31 décembre 2009). La croissance interne des bénéficiaires des entreprises de services publics réglementés de la Société au Canada devrait découler essentiellement de la croissance de la base tarifaire de FortisAlberta et de FortisBC. Depuis l'acquisition de ces deux sociétés en mai 2004, leur base tarifaire moyenne s'est accrue de 124 %.

Intégration de Terasen et de FortisBC : En 2010, les sociétés Terasen Gas et FortisBC, qui mènent leurs activités en Colombie-Britannique et qui sont réglementées par la British Columbia Utilities Commission (« BCUC »), ont entrepris le processus d'intégration des deux entreprises qui seront dirigées par un seul chef de la direction, sous la surveillance d'un seul conseil d'administration. Cette approche assure une orientation et une stratégie intégrée pour la livraison d'énergie aux clients. En 2011, les sociétés poursuivront la mise en place d'une plateforme intégrée pour leur exploitation. Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Événement postérieur à la date du bilan » du présent rapport de gestion.

Contexte d'exploitation dans les Caraïbes : Les actifs réglementaires dans les Caraïbes représentaient 8 % du total des actifs réglementés de la Société, au 31 décembre 2010 (8 % au 31 décembre 2009). En général, le taux de rendement des actifs de la base tarifaire (« RAB ») autorisé est plus élevé dans la région des Caraïbes qu'au Canada. Le rendement plus élevé est corrélé aux risques d'exploitation plus élevés liés à des facteurs économiques et politiques et aux conditions climatiques locales. Toutefois, les RAB autorisés pour Caribbean Utilities et Belize Electricity ont été abaissés à partir de 2008 en raison de la négociation de nouvelles licences par Caribbean Utilities et de l'incidence d'une décision tarifaire réglementaire à l'égard de Belize Electricity. Avant la crise financière mondiale survenue en 2008 et 2009, les territoires de service de la Société dans les Caraïbes ont connu une forte croissance économique. Toutefois, la crise économique qui a suivi en 2009 et 2010 a eu une incidence défavorable sur la croissance des ventes et devrait continuer à avoir une incidence négative sur les ventes d'électricité en 2011. En outre, 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 qui y sont associées.

Réglementation : Le principal risque commercial de la Société est lié à la réglementation. Chacune des entreprises de services publics réglementés de la Société est régie par l'organisme de réglementation du territoire d'exploitation concerné. Ayant des entreprises de services publics réglementés dans huit territoires différents, Fortis possède une solide expertise en matière de réglementation. Les relations avec les organismes de réglementation sont gérées à l'échelle locale et ont généralement été satisfaisantes, compte tenu des décisions raisonnablement justes rendues au cours des dernières années. Cependant, des difficultés de nature réglementaire ont continué de peser sur Belize Electricity au cours de 2010, et une décision sur la contestation judiciaire de la décision réglementaire de 2008 est attendue au premier trimestre de 2011.

Accès à des capitaux et liquidités : Les entreprises de services publics réglementés de la Société ont besoin d'un accès ininterrompu à des capitaux à long terme pour financer les investissements dans l'infrastructure nécessaires pour servir les clients. Les capitaux à long terme requis pour mener à bien les programmes d'investissement des entreprises de services publics sont essentiellement mobilisés au niveau des entreprises de services publics réglementés. Les entreprises de services publics réglementés émettent des titres de créance habituellement selon des termes variant entre 10 et 40 ans. Au 31 décembre 2010, environ 81 % 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 de s'assurer d'un accès ininterrompu à des capitaux et à des liquidités suffisantes pour financer leurs programmes d'investissement et leurs besoins de fonds de roulement, la Société et ses filiales disposent de facilités de crédit d'environ 2,1 milliards \$, dont quelque 1,4 milliard \$ étaient inutilisés au 31 décembre 2010. Étant donné leur solide note de crédit et leur structure du capital prudente, la Société et ses entreprises de services publics réglementés prévoient conserver un accès raisonnable à du capital à long terme en 2011.

Hausses du dividende : Le dividende par action ordinaire a été porté à 1,12 \$ en 2010. L'augmentation de 3,6 % du dividende par action ordinaire trimestriel, qui passe de 28 cents à 29 cents à compter du premier trimestre de 2011, donne lieu à un dividende annualisé de 1,16 \$ et porte à 38 années d'affilée le record de la Société quant aux augmentations annuelles du dividende par action ordinaire, soit le plus long record pour une société ouverte du Canada. Fortis prévoit que son important programme d'investissement continuera de stimuler la croissance des bénéficiaires et des dividendes.

Émissions de gaz à effet de serre : Les lois gouvernementales adoptées et potentielles, inspirées par les préoccupations quant à la contribution des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») aux changements climatiques, ont d'importantes conséquences pour le secteur de l'énergie. Le Canada, qui ne représente que 0,5 % de la population mondiale, est responsable d'environ 2 % des émissions de GES de la planète, selon le bulletin Energy Infrastructure Outlook de juillet 2010 de Scotia Capital. Le Canada possède l'un des réseaux d'électricité les plus propres du monde, les trois quarts de son électricité étant produite sans émissions de GES. Le secteur de l'électricité au Canada est responsable de 16 % des émissions de GES du pays selon le Rapport d'inventaire national 1990-2008 d'Environnement Canada. L'incidence pour Fortis des mesures législatives sur les émissions de GES sera importante surtout pour les sociétés Terasen Gas puisqu'elle concerne la combustion et le rejet de gaz naturel.

L'importance des émissions de GES est moindre pour les entreprises de services publics réglementés au Canada de la Société puisque leur activité principale est la distribution d'électricité. En ce qui concerne FortisAlberta, ses activités se limitent exclusivement à la distribution d'électricité. De plus, toute la capacité de production interne de FortisBC et environ 70 % de celle de Newfoundland Power, et la majeure partie de la capacité de production non réglementée de la Société est d'origine hydroélectrique, une source d'énergie propre. Aucune des entreprises de la Société ne produit d'électricité à partir du charbon. Les entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada de la Société sont indirectement touchées, toutefois, par les émissions de GES puisqu'elles achètent de fournisseurs de l'électricité produite à partir de combustible. Ces fournisseurs d'électricité sont tenus de se conformer aux normes en matière d'émissions de dioxyde de carbone, et les coûts de conformité à ces normes sont généralement transmis aux consommateurs.

Bien que les sources d'énergie renouvelable comme l'énergie éolienne, l'énergie solaire et le biogaz ne représentent qu'un faible pourcentage de la production d'électricité dans le monde aujourd'hui, avec les réalités des changements climatiques et les pressions croissantes des décideurs et de l'opinion publique, ces sources d'énergie seront, selon toute vraisemblance, celles dont la croissance sera la plus rapide dans la prochaine décennie. Toutefois, les énergies renouvelables ont une assise très restreinte, sont encore en développement sur le plan technologique et, dans la plupart des cas, ont besoin du soutien des gouvernements pour rivaliser quant aux prix avec les autres combustibles. Au cours des vingt prochaines années, les sources d'énergie renouvelable contribueront vraisemblablement à une part plus grande de la production d'électricité et jetteront les bases d'un virage plus important encore vers des sources d'énergie qui génèrent peu d'émissions de carbone, sinon aucune.

L'Expansion Waneta est un exemple de source d'énergie renouvelable propre et devrait produire annuellement 675 gigawattheures (« GWh ») d'énergie lorsqu'elle sera en service.

TGI est l'une des premières entreprises de services publics au Canada à inclure des sources d'énergie de remplacement dans ses offres de services énergétiques réglementés. Par exemple, TGI a récemment reçu de la BCUC l'autorisation de mettre en œuvre un nouveau programme de gaz naturel renouvelable, sur une base limitée, pour une période initiale de deux ans. L'équivalent de 10 % des besoins en gaz naturel de la clientèle seront comblés grâce à des projets d'énergie renouvelable locaux faisant appel au réseau de distribution de TGI. Dans le cadre de ce programme, TGI a reçu l'approbation de mettre en œuvre deux projets consistant à raffiner le biogaz en biométhane pour ensuite l'injecter dans le réseau de distribution de TGI. L'utilisation du biométhane permettra de réduire les émissions provenant de la décomposition des déchets et aidera le gouvernement de la Colombie-Britannique à atteindre ses objectifs en matière de changements climatiques, décrits plus loin à la rubrique « Gestion du risque d'affaires – Risques environnementaux » du présent rapport de gestion.

La loi sur l'énergie renouvelable (*Renewable Energy Act*) de l'Î.-P.-É. exige que Maritime Electric réalise 15 % de ses ventes d'énergie annuelles à partir de sources d'énergie renouvelable. Avec le récent accord énergétique de l'Î.-P.-É. (l'« accord ») conclu entre le gouvernement de l'Î.-P.-É. et Maritime Electric, les deux parties travailleront en collaboration afin d'accroître le volume d'électricité produit à l'Î.-P.-É. et vendu à Maritime Electric à partir de sources d'énergie renouvelables, notamment l'énergie éolienne. Le gouvernement de l'Î.-P.-É. compte installer des éoliennes de 30 MW à l'Î.-P.-É. d'ici le 1^{er} janvier 2013, en vue de vendre l'énergie produite à Maritime Electric. L'électricité produite par un parc éolien de 10 MW, dont la construction devrait être achevée vers le 1^{er} janvier 2012, sera achetée par le gouvernement de l'Î.-P.-É., puis vendue à Maritime Electric.

Nouvelles normes comptables : Fortis sera tenue d'adopter une nouvelle série de normes comptables à compter du 1^{er} janvier 2012. Les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada ont dû adopter les normes internationales d'information financière (« IFRS ») le 1^{er} janvier 2011. Toutefois, les entités admissibles ayant des activités à tarifs réglementés ont été autorisées à reporter d'un an l'adoption des IFRS, en raison de l'incertitude qui persiste au sujet du moment et de l'adoption d'une norme relative à la comptabilisation des activités à tarifs réglementés par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Fortis a choisi le report, mais a élaboré et mis en œuvre un plan en vue d'adopter les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») à compter du 1^{er} janvier 2012. Les PCGR des États-Unis prévoient le maintien de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés et des actifs et passifs réglementaires, méthode qui, de l'avis de la Société, reflète avec plus de justesse l'incidence de la réglementation des tarifs sur sa situation financière et ses résultats d'exploitation consolidés. Pour en savoir plus sur le plan mis en œuvre par Fortis en vue de l'adoption des PCGR des États-Unis, consulter la rubrique « Modifications comptables futures » du présent rapport de gestion.

Pour plus d'informations sur les risques d'affaires de la Société, se reporter à la rubrique « Gestion du risque d'affaires » du présent rapport de gestion.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS

Pour les exercices clos les 31 décembre	2010	2009	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	285	262	23
Résultat de base par action ordinaire (\$)	1,65	1,54	0,11
Résultat dilué par action ordinaire (\$)	1,62	1,51	0,11
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	172,9	170,2	2,7
Produits d'exploitation (en millions \$)	3 664	3 643	21
Flux de trésorerie d'exploitation (en millions \$)	732	681	51
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	1,12	1,04	0,08
Rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (%)	8,8	8,4	0,4
Total de l'actif (en millions \$)	12 903	12 139	764
Dépenses en immobilisations brutes (en millions \$)	1 073	1 024	49

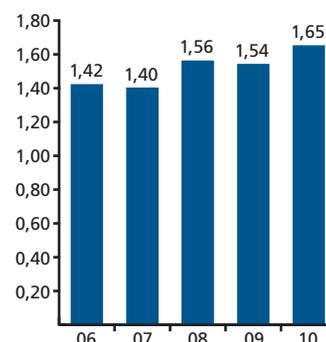
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et résultat de base par action ordinaire :

Fortis a réalisé un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 285 millions \$ en 2010, soit une amélioration de 23 millions \$ par rapport au bénéfice de 262 millions \$ en 2009. Le bénéfice a augmenté principalement en raison d'une amélioration du rendement des entreprises de services publics réglementés au Canada de la Société attribuable à : i) la croissance de la base tarifaire, alimentée par les entreprises de services publics d'électricité dans l'Ouest canadien; ii) une hausse du RCP autorisé des sociétés Terasen Gas et de FortisBC depuis respectivement le 1^{er} juillet 2009 et le 1^{er} janvier 2010, ainsi qu'une augmentation de la composante capitaux propres réputée autorisée de la structure du capital (« composante capitaux propres ») de TGI depuis le 1^{er} janvier 2010; iii) l'accroissement de la clientèle de FortisAlberta; et iv) la hausse des ventes d'électricité de Newfoundland Power. L'amélioration du bénéfice est également liée à la hausse du bénéfice tiré des activités de production hydroélectrique non réglementées, attribuable notamment à la centrale hydroélectrique Vaca nouvellement construite au Belize, et aux taux effectifs d'impôt sur les bénéfices des sociétés moins élevés de Fortis Properties. L'amélioration du bénéfice reflète également l'incidence favorable de 9 millions \$ par rapport à l'exercice précédent de la reprise en 2010, approuvée par l'organisme de réglementation, d'une provision prise au quatrième trimestre de 2009 en ce qui a trait au dépassement des coûts liés à la conversion, du propane au gaz naturel, des appareils de la clientèle de Whistler. La hausse du bénéfice a été annulée en partie par une baisse des contributions des entreprises de services publics réglementés dans les Caraïbes, découlant d'un taux de change défavorable, l'incapacité de Belize Electricity d'obtenir un rendement équitable et raisonnable en raison de problèmes de nature réglementaire et de conditions économiques défavorables persistantes, et une hausse des charges du siège social liée surtout aux dividendes sur les actions privilégiées émises en janvier 2010 et aux frais de développement des affaires engagés en 2010.

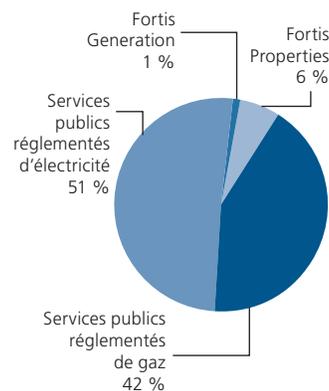
Le résultat de base par action s'est établi à 1,65 \$ en 2010 comparativement à 1,54 \$ en 2009, en raison surtout de la croissance du bénéfice par rapport à l'exercice précédent.

Produits d'exploitation : Les produits d'exploitation se sont chiffrés à 3 664 millions \$ en 2010, en hausse de 21 millions \$ en regard de 3 643 millions \$ en 2009. L'augmentation s'explique surtout par : i) des hausses des tarifs de base pour les entreprises de services publics réglementés au Canada, conjuguées à la constatation selon la comptabilité d'exercice des produits tirés des tarifs d'électricité de FortisAlberta liée à ses besoins en revenus pour 2010 approuvés par l'organisme de réglementation; ii) l'accroissement de la clientèle; iii) la contribution d'Algoma Power pour un exercice complet en 2010; et iv) le transfert aux clients des coûts d'approvisionnement en énergie généralement plus élevés supportés par les entreprises de services publics d'électricité. Cette augmentation a été partiellement annulée par le transfert aux clients d'une baisse des coûts du gaz naturel, l'incidence défavorable du change et un recul de la consommation de gaz naturel attribuable à des températures moyennes plus élevées.

Résultat de base par action ordinaire (\$)

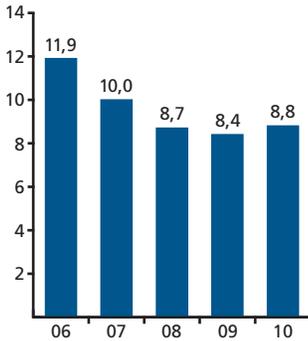


Produits d'exploitation ¹⁾ (exercice clos le 31 décembre 2010)

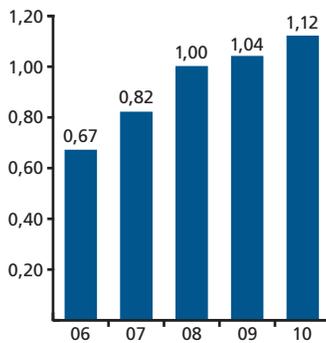


¹⁾ Exclut le secteur Siège social et autres.

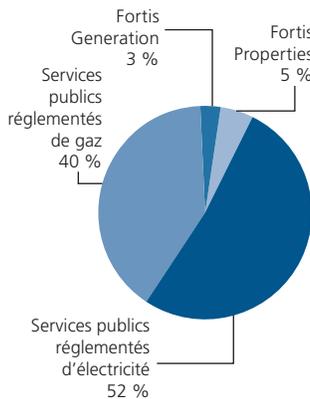
Taux de rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (%)



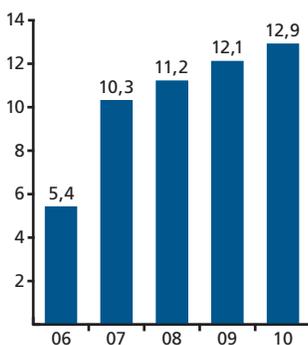
Dividendes versés par action ordinaire (\$)



Total de l'actif (au 31 décembre 2010)



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



Rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires : Le rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires a été de 8,8 % en 2010, comparativement à 8,4 % en 2009. L'augmentation est liée en grande partie à la hausse du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires.

Flux de trésorerie d'exploitation : Les flux de trésorerie d'exploitation, après la variation du fonds de roulement, ont représenté 732 millions \$ pour 2010, en hausse de 51 millions \$ par rapport à 681 millions \$ en 2009. L'augmentation s'explique par : i) un accroissement des bénéfices; ii) le recouvrement auprès de la clientèle de l'augmentation de la dotation aux amortissements, attribuable surtout aux sociétés Terasen Gas, comme il a été approuvé par les autorités de réglementation; iii) les variations favorables du compte de report des charges de l'Alberta Electric System Operator (« AESO ») qui se rapporte à FortisAlberta; et iv) une baisse du montant d'impôts sur les bénéfices des sociétés payé par Newfoundland Power. L'augmentation a été en partie contrebalancée par les variations défavorables du fonds de roulement des sociétés Terasen Gas, reflet des écarts entre le prix du gaz naturel et le coût du gaz naturel facturé aux clients pour l'exercice par rapport à ceux de l'exercice précédent.

Dividendes : Les dividendes versés par action ordinaire ont été majorés de 7,7 %, passant de 1,04 \$ en 2009 à 1,12 \$ en 2010. Fortis a augmenté son dividende trimestriel par action ordinaire de 3,6 %, soit de 28 cents à 29 cents, à compter du dividende du premier trimestre versé le 1^{er} mars 2011. Le ratio dividendes/bénéfice de la Société a atteint 67,9 % en 2010, comparativement à 67,5 % en 2009.

Total de l'actif : Le total de l'actif a augmenté de 6,6 % pour s'établir à environ 12,9 milliards \$ à la fin de 2010, contre environ 12,1 milliards \$ à la fin de 2009. La hausse reflète les investissements soutenus de la Société dans des systèmes énergétiques, principalement dans le cadre des programmes de dépenses en immobilisations des sociétés Terasen Gas, de FortisAlberta et de FortisBC, et le début des travaux de construction de l'Expansion Waneta non réglementée en Colombie-Britannique. La hausse a été en partie contrebalancée par l'incidence négative du change résultant de la conversion des actifs libellés en monnaie étrangère.

Dépenses en immobilisations brutes : Au cours de 2010, les dépenses en immobilisations consolidées, avant les contributions de la clientèle (« dépenses en immobilisations brutes »), se sont élevées à 1 073 millions \$, en hausse de 49 millions \$ par rapport à 1 024 millions \$ en 2009. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés de l'Ouest canadien ont totalisé quelque 771 millions \$ en 2010, ce qui représente environ 72 % des dépenses en immobilisations brutes totales. La majeure partie des dépenses en immobilisations résulte de l'accroissement de la clientèle et du besoin d'améliorer la fiabilité et l'efficacité des systèmes énergétiques et le service à la clientèle. Les principaux projets d'investissement de 2010 comprennent la poursuite de la construction de l'installation de stockage de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de TGVI, la poursuite du projet d'amélioration des services clients de TGI, l'installation de la technologie de comptage automatisé chez les clients de FortisAlberta et le projet de renforcement de la ligne de transport de l'Okanagan de FortisBC. La construction de l'Expansion Waneta non réglementée a commencé vers la fin de 2010. Pour plus de renseignements sur l'Expansion Waneta, se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

Financements : En 2010, Fortis et ses entreprises de services publics réglementés ont mobilisé 525 millions \$ au moyen de l'émission de titres de créance à long terme. En décembre 2010, Fortis a réalisé un placement privé de billets non garantis à 3,53 %, 10 ans, d'un capital de 125 millions \$ US, et de billets non garantis à 5,26 %, 30 ans, d'un capital de 75 millions \$ US. Le produit net a servi à rembourser l'encours des emprunts effectués sur la facilité de crédit confirmée de la Société qui ont servi à rembourser les débetures non garanties de premier rang à 7,40 % d'un capital de 100 millions \$ de la Société, qui sont arrivées à échéance en octobre 2010, et aux fins générales du siège social. Au niveau des filiales, FortisAlberta a émis des débetures non garanties à 4,80 %, 40 ans, d'un capital de 125 millions \$ en octobre; TGVI a émis des débetures non garanties à 5,20 %, 30 ans, d'un capital de 100 millions \$ en décembre, et FortisBC a émis des débetures non garanties à 5,00 %, 40 ans, d'un capital de 100 millions \$ en décembre. Le produit des émissions de titres de créance à long terme des entreprises de services publics réglementés a principalement servi à rembourser l'encours des emprunts effectués sur les facilités de crédit qui ont servi surtout à soutenir les dépenses en immobilisations.

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 \$)

	2010	2009	Écart
Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada			
Sociétés Terasen Gas	130	117	13
Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada			
FortisAlberta	68	60	8
FortisBC	42	37	5
Newfoundland Power	35	32	3
Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada ¹⁾	19	20	(1)
	164	149	15
Entreprises de services publics d'électricité réglementés dans les Caraïbes	23	27	(4)
Activités non réglementées – Fortis Generation ²⁾	20	16	4
Activités non réglementées – Fortis Properties ³⁾	26	24	2
Siège social et autres	(78)	(71)	(7)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	285	262	23

¹⁾ Comprennent Algoma Power à partir d'octobre 2009, date de l'acquisition.

²⁾ Les résultats pour 2009 tiennent compte de la contribution de la centrale hydroélectrique Rankine, en Ontario, jusqu'au 30 avril 2009, date à laquelle les droits d'usage de l'eau de la centrale Rankine ont expiré à la fin d'un terme de 100 ans. Les résultats reflètent la contribution de la centrale hydroélectrique Vaca au Belize depuis sa mise en service en mars 2010.

³⁾ Comprennent les résultats du Holiday Inn Select Windsor depuis son acquisition en avril 2009.

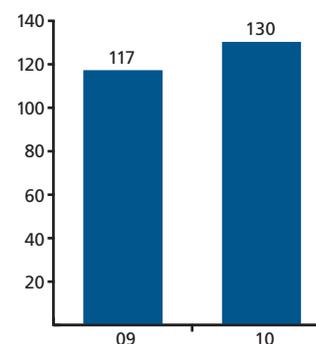
ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS

Les principales activités de la Société sont la propriété et l'exploitation d'entreprises de services publics réglementés. Les bénéfices des activités réglementées au Canada et dans les Caraïbes en 2010 représentent environ 87 % (88 % en 2009) du bénéfice que la Société a tiré de ses secteurs d'exploitation (compte non tenu du secteur Siège social et autres). Le total des actifs réglementés correspondait à 92 % du total de l'actif de la Société au 31 décembre 2010 (93 % au 31 décembre 2009).

Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada s'est établi à 130 millions \$ en 2010 (117 millions \$ en 2009), soit environ 41 % (40 % en 2009) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. Les actifs des entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada s'élevaient à quelque 5,2 milliards \$ au 31 décembre 2010 (5,0 milliards \$ au 31 décembre 2009), ce qui représentait environ 44 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2010 (44 % au 31 décembre 2009).

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



Sociétés Terasen Gas

Volumes de gaz par principale catégorie de clientèle

Exercices terminés les 31 décembre

(TJ)

	2010	2009	Écart
Clients de base – secteurs résidentiel et commercial	113 635	125 238	(11 603)
Clients du secteur industriel	5 259	6 038	(779)
Total des volumes de ventes	118 894	131 276	(12 382)
Volumes transportés	60 363	60 067	296
Débit aux termes de contrats à revenu fixe	13 765	15 887	(2 122)
Total des volumes de gaz	193 022	207 230	(14 208)

Facteurs contribuant à l'écart dans les volumes de gaz

Défavorables

- Baisse de la consommation moyenne de gaz des clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel en raison des moyennes de températures plus élevées en 2010 comparativement à 2009
- Baisse des volumes aux termes des contrats à revenu fixe essentiellement en raison de la diminution de la demande d'un client important qui a modifié ses besoins d'approvisionnement en gaz naturel, passant d'une demande en période de pointe à une demande en cas d'urgence

Rapport de gestion

Les ajouts nets de clients ont atteint environ 9 400 pour 2010 comparativement à 8 200 pour 2009. Les ajouts de clients ont monté par rapport à l'exercice précédent, par suite du regain d'activité dans le secteur de la construction.

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

En raison des mécanismes de report approuvés par l'organisme de réglementation, les variations des niveaux de consommation et des coûts de l'approvisionnement énergétique par rapport aux prévisions utilisées pour établir les tarifs du gaz naturel imposés aux clients n'ont pas une incidence importante sur le bénéfice.

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2010	2009	Écart
Produits d'exploitation	1 547	1 663	(116)
Coûts de l'approvisionnement énergétique	863	1 022	(159)
Charges d'exploitation	288	268	20
Amortissement	108	102	6
Frais financiers	113	121	(8)
Impôts sur les bénéfices des sociétés	45	33	12
Bénéfice	130	117	13

Facteurs contribuant à l'écart dans les produits d'exploitation

Défavorables

- Baisse de la consommation moyenne de gaz par les clients des secteurs résidentiel et commercial
- Baisse du coût du gaz naturel facturé à la clientèle

Favorables

- Augmentation des tarifs de livraison à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, qui incluait principalement : i) l'incidence de la hausse du RCP autorisé, qui est passé de 8,47 % à 9,50 % pour TGI, et qui est à 10,00 % pour TGVI et pour TGWI, en regard respectivement de 9,17 % et 8,97 %, pour l'exercice 2010 complet comparativement à un semestre en 2009; ii) la hausse de la composante capitaux propres pour TGI, qui est passée de 35 % à 40 %, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010; et iii) la hausse des charges d'exploitation et de la dotation aux amortissements approuvées par l'organisme de réglementation à des fins de recouvrement auprès des clients. La date de prise d'effet de la hausse du RCP autorisé pour les sociétés Terasen Gas est le 1^{er} juillet 2009.

Facteurs contribuant à l'écart dans le bénéfice

Favorables

- Augmentation des tarifs de livraison à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, comme il est mentionné plus haut pour l'écart dans les produits d'exploitation
- Baisse des frais financiers sous l'effet de la baisse des emprunts moyens sur les facilités de crédit
- Incidence favorable de 9 millions \$ par rapport à l'exercice précédent de la reprise, approuvée par l'organisme de réglementation au troisième trimestre de 2010, de la plus grande partie du dépassement de coûts (5 millions \$ avant impôts, 4 millions \$ après impôts) du projet de conversion, du propane au gaz naturel, des appareils des clients de Whistler, qui avait auparavant été provisionné et passé en charges au quatrième trimestre de 2009 (6 millions \$ avant impôts, 5 millions \$ après impôts)

Défavorables

- Accroissement des charges d'exploitation occasionné par : i) l'augmentation des coûts de main-d'œuvre et des avantages sociaux; ii) de nouvelles initiatives convenues dans l'accord de règlement négocié approuvé par l'organisme de réglementation relatif aux besoins en revenus pour 2010 et 2011, qui ont entraîné l'accroissement des activités de maintenance et d'exploitation planifiées en 2010 comparativement à 2009; iii) l'inscription des coûts d'enlèvement d'actifs dans les charges d'exploitation, à compter du 1^{er} janvier 2010, par suite de l'accord de règlement négocié; et iv) la baisse des coûts indirects capitalisés attribuable à une réduction du taux de capitalisation, par suite également de l'accord de règlement négocié. Les coûts d'enlèvement d'actifs et la hausse des coûts indirects passés en charges pourront être recouverts dans les tarifs courants de livraison aux clients. Avant 2010, les coûts d'enlèvement d'actifs étaient déduits de l'amortissement cumulé.
- Augmentation de la dotation aux amortissements, conséquence de la hausse des taux d'amortissement et de l'investissement soutenu dans des immobilisations de services publics. Les taux d'amortissement pour 2010 avaient été établis et approuvés par l'organisme de réglementation à la lumière d'une récente étude sur l'amortissement. L'augmentation de la dotation aux amortissements est recouvrée dans les tarifs de livraison aux clients.
- Hausse du taux d'imposition effectif des sociétés, découlant surtout de l'augmentation des dépenses non imposables en 2010 par rapport à 2009, en partie atténuée par la diminution du taux d'imposition prévu par la loi

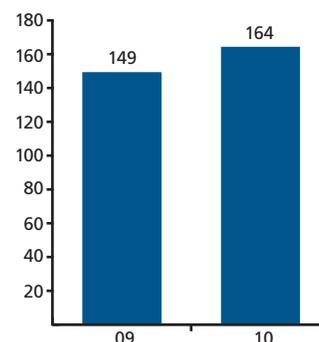
Perspectives : Le RPC autorisé des sociétés Terasen Gas pour 2011 demeure inchangé par rapport à 2010, soit à 9,50 % pour TGI et à 10,00 % pour TGVI et TGWI. Les tarifs de livraison à la clientèle des sociétés Terasen Gas pour 2011 ont été approuvés par l'organisme de réglementation, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011.

Une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant aux sociétés Terasen Gas est présentée à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » du présent rapport de gestion. Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2011 pour les sociétés Terasen Gas est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada a atteint 164 millions \$ en 2010 (149 millions \$ en 2009), soit environ 52 % (51 % en 2009) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. Les actifs des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada s'élevaient à quelque 5,8 milliards \$ au 31 décembre 2010 (5,3 milliards \$ au 31 décembre 2009), ce qui représentait environ 48 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2010 (48 % au 31 décembre 2009).

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



FortisAlberta

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2010	2009	Écart
Livraisons d'énergie ¹⁾ (GWh)	15 866	15 865	1
<i>(en millions \$)</i>			
Produits d'exploitation	388	331	57
Charges d'exploitation	141	132	9
Amortissement	126	94	32
Frais financiers	54	50	4
Recouvrements d'impôts sur les bénéfices des sociétés	(1)	(5)	4
Bénéfice	68	60	8

¹⁾ À l'exclusion des livraisons d'énergie aux clients raccordés au réseau de transport.

Facteurs contribuant à l'écart dans les livraisons d'énergie

Favorables

- Augmentation des livraisons d'énergie aux clients du secteur résidentiel, du secteur commercial et du secteur pétrolier et gazier, en raison surtout de la croissance du nombre de clients

Défavorables

- Diminution des livraisons d'énergie aux clients du secteur de l'agriculture et de l'irrigation, attribuable surtout à une baisse de la consommation moyenne résultant du temps relativement plus doux et des pluies plus abondantes, contrebalancée en partie par la croissance du nombre de clients
- Diminution des livraisons d'énergie aux clients du secteur industriel, principalement en raison d'une baisse de la consommation moyenne résultant de l'incidence de la conjoncture économique défavorable, et d'une diminution du nombre de clients

Le nombre total de clients de FortisAlberta s'est accru d'environ 11 000 par rapport à 2009 pour atteindre environ 491 000 clients au 31 décembre 2010.

Puisqu'une tranche importante des produits tirés de la distribution par FortisAlberta est le fait de déterminants de facturation fixes ou en grande partie fixes, la variation des quantités d'énergie livrées n'est pas en parfaite corrélation avec la variation des produits d'exploitation. Les produits dépendent de nombreuses variables, dont beaucoup sont indépendantes des livraisons réelles d'énergie.

Facteurs contribuant à l'écart dans les produits d'exploitation

Favorables

- Constatation selon la comptabilité d'exercice des produits tirés des tarifs de l'électricité, combinée à une hausse moyenne de 7,5 % des tarifs de base de l'électricité imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, liée à la décision réglementaire relative aux tarifs pour 2010-2011. La comptabilisation selon la comptabilité d'exercice des produits tirés des tarifs imposés à la clientèle et l'augmentation des tarifs ont principalement découlé de l'investissement continu dans les infrastructures électriques, et la hausse approuvée par l'organisme de réglementation de la dotation aux amortissements, des charges d'exploitation et des frais financiers recouvrables auprès des clients.
- Croissance du nombre de clients

Défavorables

- Baisse d'environ 5 millions \$ des produits nets tirés du transport. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, par suite de la décision réglementaire relative aux tarifs pour 2010-2011, tous les coûts et produits liés au transport sont reportés afin d'être recouverts ou remboursés dans les tarifs futurs imposés à la clientèle.

La perception des produits tirés des tarifs constatés selon la comptabilité d'exercice a commencé à l'entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2011, des nouveaux tarifs et avenants définitifs imposés à la clientèle et approuvés par l'organisme de réglementation.

Facteurs contribuant à l'écart dans le bénéfice

Favorables

- Accroissement des produits tirés des tarifs de distribution de l'électricité occasionné par l'investissement soutenu dans les infrastructures électriques, l'accroissement de la clientèle et la révision à la hausse des prévisions de charges approuvées par l'organisme de réglementation

Défavorables

- Augmentation de la dotation aux amortissements associée à des taux d'amortissement globaux plus élevés, selon la décision réglementaire relative aux tarifs pour 2010-2011, et à l'investissement soutenu dans les immobilisations de services publics, en partie contrebalancée par l'incidence du commencement en 2010 de l'inscription au bilan de l'amortissement des véhicules et des outils utilisés dans la construction d'autres actifs, comme l'a approuvé l'organisme de réglementation
- Augmentation des charges d'exploitation, entraînée surtout par la hausse des coûts d'exploitation généraux et la hausse des coûts de main-d'œuvre interne
- Accroissement des frais financiers, découlant du niveau plus élevé des emprunts effectués par émission de débentures visant à soutenir l'important programme d'investissement de FortisAlberta et de l'incidence de la hausse des taux d'intérêt applicables aux emprunts sur les facilités de crédit, en partie contrebalancé par la diminution des emprunts moyens sur les facilités de crédit et l'augmentation de la provision capitalisée pour les fonds utilisés pendant la construction
- Baisse des produits nets tirés du transport, pour la même raison que celle décrite ci-dessus dans la section sur l'écart dans les produits d'exploitation
- Diminution du recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés, conséquence de la baisse des recouvrements d'impôts sur les bénéfices futurs associée à des variations des reports de montants nets à recevoir de clients et d'un ajustement favorable des impôts sur les bénéfices exigibles d'environ 2 millions \$ au deuxième trimestre de 2009

Perspectives : Le RCP autorisé provisoire de FortisAlberta de 9,00 % pour 2011 pourrait changer à l'issue d'une procédure engagée par l'organisme de réglementation visant à finaliser le RCP autorisé pour 2011. Les tarifs imposés à la clientèle de FortisAlberta pour 2011 ont été approuvés par l'organisme de réglementation, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011.

Une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant à FortisAlberta est présentée à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » du présent rapport de gestion. Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2011 de FortisAlberta est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

FortisBC

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2010	2009	Écart
Ventes d'électricité (en GWh)	3 046	3 157	(111)
(en millions \$)			
Produits d'exploitation	266	253	13
Coûts de l'approvisionnement énergétique	73	72	1
Charges d'exploitation	73	70	3
Amortissement	41	37	4
Frais financiers	32	32	–
Impôts sur les bénéfices des sociétés	5	5	–
Bénéfice	42	37	5

Facteurs contribuant à l'écart dans les ventes d'électricité

Défavorables

- Fléchissement de la consommation, surtout sous l'effet des conditions météorologiques défavorables

Favorables

- Croissance du nombre de clients

Facteurs contribuant à l'écart dans les produits d'exploitation

Favorables

- Hausse de 6,0 % des tarifs d'électricité imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, reflétant principalement une augmentation du RCP autorisé, passé de 8,87 % pour 2009 à 9,90 % pour 2010, et investissement continu dans les infrastructures électriques
- Augmentation de 2,9 % des tarifs d'électricité imposés à la clientèle, ayant pris effet le 1^{er} septembre 2010, par suite du transfert à la clientèle de l'accroissement des coûts d'achat de l'électricité facturés par BC Hydro
- Redressements plus élevés au titre des incitatifs selon la tarification axée sur le rendement (« TAR ») à recevoir des clients
- Hausse des produits tirés du raccordement aux poteaux

Défavorables

- Diminution de 3,5 % des ventes d'électricité

Facteurs contribuant à l'écart dans le bénéfice

Favorables

- Augmentation des tarifs d'électricité imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010
- Redressements plus élevés au titre des incitatifs selon la TAR
- Baisse du taux d'imposition effectif des sociétés découlant de la hausse des déductions prises aux fins fiscales comparativement aux déductions prises aux fins comptables en 2010 par rapport à 2009 et de la baisse du taux d'imposition prévu par la loi

Défavorables

- Augmentation des coûts de l'approvisionnement énergétique associée à l'incidence de la hausse des prix moyens de l'électricité achetée
- Augmentation des droits d'usage de l'eau et des impôts fonciers, et hausse des coûts d'exploitation et de maintenance généraux en raison de la montée des coûts de main-d'œuvre et des hausses générales attribuables à l'inflation, en partie contrebalancées par un accroissement des coûts indirects capitalisés
- Augmentation de la dotation aux amortissements liée aux investissements continus dans les immobilisations des services publics
- Baisse des ventes d'électricité
- Baisse de la contribution au bénéfice des services d'exploitation, de maintenance et de gestion non réglementés, surtout en raison de l'augmentation des charges d'exploitation

Perspectives : Le RCP autorisé de FortisBC de 9,90 % pour 2011 demeure inchangé par rapport à 2010. Les tarifs imposés à la clientèle pour 2011 ont été approuvés par l'organisme de réglementation, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011.

Une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant à FortisBC est présentée à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » du présent rapport de gestion. Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2011 de FortisBC est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

Newfoundland Power

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2010	2009	Écart
Ventes d'électricité (en GWh)	5 419	5 299	120
(en millions \$)			
Produits d'exploitation	555	527	28
Coûts de l'approvisionnement énergétique	358	346	12
Charges d'exploitation	62	52	10
Amortissement	47	45	2
Frais financiers	36	35	1
Impôts sur les bénéfices des sociétés	16	16	–
	36	33	3
Participations ne donnant pas le contrôle	1	1	–
Bénéfice	35	32	3

Facteurs contribuant à l'écart dans les ventes d'électricité

Favorables

- Accroissement de la clientèle et hausse de la consommation moyenne

Facteurs contribuant à l'écart dans les produits d'exploitation

Favorables

- Hausse moyenne de 3,5 % des tarifs d'électricité imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, reflétant principalement une augmentation du RCP autorisé, qui est passé de 8,95 % pour 2009 à 9,00 % pour 2010, l'investissement soutenu dans les infrastructures électriques et la révision à la hausse des charges approuvées par l'organisme de réglementation, y compris les coûts des régimes de retraite, recouvrables auprès des clients
- Augmentation de 2,3 % des ventes d'électricité

Facteurs contribuant à l'écart dans le bénéfice

Favorables

- Hausse moyenne de 3,5 % des tarifs d'électricité imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010
- Augmentation des ventes d'électricité
- Baisse du taux d'imposition effectif des sociétés découlant de la baisse du taux d'imposition prévu par la loi et de la hausse des déductions prises aux fins fiscales comparativement aux déductions prises aux fins comptables en 2010 par rapport à 2009

Défavorables

- Augmentation des coûts de l'approvisionnement énergétique associée aux centrales hydroélectriques de la société
- Accroissement des coûts des régimes de retraite et hausses de l'inflation et des salaires
- Accroissement des charges d'exploitation d'environ 1,5 million \$ engagées au troisième trimestre de 2010 en raison de l'ouragan Igor, qui a touché plus de la moitié de la zone de service de la société
- Augmentation des coûts de conservation, des charges de retraite et des indemnités de départ, en partie neutralisée par une baisse des frais réglementaires et une augmentation des coûts indirects capitalisés
- Augmentation de la dotation aux amortissements liée aux investissements continus dans les immobilisations de services publics
- Accroissement des frais financiers associé aux intérêts débiteurs sur les obligations à 6,606 %, d'un capital de 65 millions \$, émises en mai 2009

Perspectives : Le RCP autorisé de Newfoundland Power est de 8,38 % pour 2011, un recul par rapport au RCP de 2010 qui était de 9,00 %, résultat de l'application du mécanisme de rajustement automatique du RCP. Les tarifs imposés à la clientèle pour 2011 ont été approuvés par l'organisme de réglementation, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011.

Une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant à Newfoundland Power est présentée à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » du présent rapport de gestion. Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2011 de Newfoundland Power est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada ¹⁾

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2010	2009	Écart
Ventes d'électricité (en GWh)	2 328	2 195	133
(en millions \$)			
Produits d'exploitation	331	285	46
Coûts de l'approvisionnement énergétique	215	183	32
Charges d'exploitation	45	38	7
Amortissement	23	19	4
Frais financiers	21	19	2
Impôts sur les bénéfices des sociétés	8	6	2
Bénéfice	19	20	(1)

¹⁾ Comprennent Maritime Electric et FortisOntario. Les résultats de FortisOntario incluent les résultats financiers d'Algoma Power à compter du 8 octobre 2009, date de l'acquisition.

Facteurs contribuant à l'écart dans les ventes d'électricité

Favorables

- Augmentation des ventes d'électricité par Algoma Power, surtout du fait d'une contribution sur un exercice complet en 2010 par rapport à trois mois en 2009. Algoma Power a été acquise par FortisOntario en octobre 2009.

Facteurs contribuant à l'écart dans les produits d'exploitation

Favorables

- Augmentation d'environ 27 millions \$ des produits provenant d'Algoma Power, surtout du fait d'une contribution sur un exercice complet en 2010 par rapport à trois mois en 2009 et d'une hausse moyenne de 3,8 % des tarifs d'électricité imposés à la clientèle par Algoma Power, avec prise d'effet le 1^{er} décembre 2010
- Transfert de l'augmentation des coûts de l'approvisionnement énergétique de FortisOntario dans les tarifs d'électricité imposés à la clientèle
- Augmentation, avec prise d'effet le 1^{er} août 2010, du montant de base des coûts d'énergie passés en charges et recouverts auprès de la clientèle de Maritime Electric et comptabilisés dans les produits par le biais de la composante tarifs de base de la facturation aux clients
- Augmentations de la composante tarifs de base des tarifs de distribution d'électricité imposés à la clientèle à Fort Erie, Gananoque et Port Colborne en Ontario, avec prise d'effet les 1^{er} mai 2009 et 1^{er} mai 2010

Facteurs contribuant à l'écart dans le bénéfice

Défavorables

- Rajustement favorable ponctuel d'environ 3 millions \$ apporté aux impôts futurs lié aux périodes antérieures, comptabilisé au cours du quatrième trimestre de 2009 par FortisOntario

Favorables

- La contribution au bénéfice d'Algoma Power s'est accrue de 1,3 million \$, en raison surtout d'une contribution sur un exercice complet en 2010 et de l'incidence d'une hausse moyenne de 3,8 % des tarifs d'électricité imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} décembre 2010
- Baisse des frais financiers de Maritime Electric résultant de la réduction des taux sur les emprunts à court terme et du remboursement des obligations hypothécaires de premier rang d'un capital de 15 millions \$ venues à échéance en mai 2010, qui portaient intérêt à un taux de 12 %
- Baisse du taux d'imposition effectif des sociétés pour FortisOntario, compte non tenu du rajustement ponctuel de 3 millions \$ des impôts des sociétés en 2009, découlant de la hausse des déductions prises aux fins fiscales comparativement aux déductions prises aux fins comptables en 2010 par rapport à 2009

Perspectives : Le RCP autorisé de Maritime Electric, qui est de 9,75 % pour 2011, est demeuré inchangé par rapport à 2010. Reflet dans une large mesure de la baisse des coûts d'achat d'électricité, les tarifs imposés aux clients ont été abaissés à compter du 1^{er} mars 2011, date à laquelle a commencé un gel des tarifs de deux ans.

Le RCP autorisé d'Algoma Power pour 2011 est de 9,85 % et les tarifs imposés aux clients ont été approuvés par l'organisme de réglementation en date du 1^{er} décembre 2010. Le RCP autorisé d'Énergie Niagara pour 2011 demeure inchangé à 8,01 %.

Les tarifs de distribution d'électricité pour la clientèle d'Énergie Niagara ont été approuvés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») pour la période du 1^{er} mai 2010 au 30 avril 2011 et une demande de tarifs imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} mai 2011, a été déposée auprès de la CEO.

En février 2011, FortisOntario et la Lake Huron Anishinabek Transmission Company Inc. (« LHATC ») des Premières Nations ont conclu un protocole d'entente pour l'établissement d'une coentreprise qui réalisera le développement, la construction et l'exploitation de projets réglementés de transport d'électricité en Ontario. FortisOntario détiendra une participation minimale de 51 % dans la coentreprise, la LHATC ayant le droit d'acquiescer une participation pouvant aller jusqu'à 49 %. Ce protocole fait suite au nouveau Cadre pour les plans de développement des projets de transport d'énergie de la CEO ainsi qu'aux importants investissements requis dans le système de transport d'énergie de l'Ontario pour bâtir une capacité accrue, comme l'a identifié l'Office de l'électricité de l'Ontario, afin d'accueillir de nouvelles sources d'énergie renouvelables et de moderniser les infrastructures vieillissantes de transport d'énergie.

Une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant à Maritime Electric et à FortisOntario, est présentée à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » du présent rapport de gestion. Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2011 des autres entreprises de services publics d'électricité au Canada est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes

Les contributions au bénéfice provenant des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes se sont établies à 23 millions \$ en 2010 (27 millions \$ en 2009) ce qui correspond à environ 7 % (9 % en 2009) du bénéfice total tiré des activités réglementées de la Société. Les actifs des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes représentaient approximativement 0,9 milliard \$ au 31 décembre 2010 (0,9 milliard \$ au 31 décembre 2009), soit environ 8 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2010 (8 % au 31 décembre 2009).

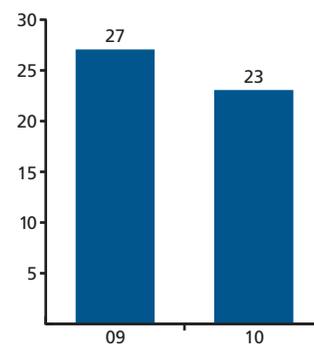
Faits saillants financiers ¹⁾

Exercices terminés les 31 décembre	2010	2009	Écart
Taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien ²⁾	1,03	1,13	(0,10)
Ventes d'électricité (en GWh)	1 150	1 140	10
(en millions \$)			
Produits d'exploitation	335	339	(4)
Coûts de l'approvisionnement énergétique	201	192	9
Charges d'exploitation	48	54	(6)
Amortissement	36	37	(1)
Frais financiers	17	16	1
Impôts sur les bénéfices des sociétés	1	2	(1)
	32	38	(6)
Participations ne donnant pas le contrôle	9	11	(2)
Bénéfice	23	27	(4)

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

²⁾ La monnaie de présentation des états financiers de Belize Electricity est le dollar bélizien, dont la valeur est fondée sur celle du dollar américain selon le rapport 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.

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



Facteurs contribuant à l'écart dans les ventes d'électricité

Favorables

- Accroissement de la clientèle de Belize Electricity
- Augmentation de la demande associée à un nouveau complexe comprenant une clinique médicale et des condominiums aux îles Turks et Caicos
- En juillet 2010, Fortis Turks and Caicos a enregistré une demande de pointe record de 31 MW

Défavorables

- Diminution de la demande de climatisation, en raison de la baisse des températures moyennes enregistrées sur l'île Grand Caïman au cours du deuxième semestre de 2010, surtout au mois de décembre
- Diminution de la clientèle dans le secteur résidentiel de Fortis Turks and Caicos, qui s'explique par le départ des travailleurs de la construction des îles Turks et Caicos
- Croissance modeste en raison de la persistance de conditions économiques difficiles dans la région

Facteurs contribuant à l'écart dans les produits d'exploitation

Défavorables

- Effet de change défavorable d'environ 33 millions \$ lié à la conversion de produits libellés en monnaie étrangère, attribuable à l'affaiblissement du dollar américain en regard du dollar canadien
- Incidence défavorable d'environ 1,5 million \$ par rapport à l'exercice précédent liée au renversement de l'arrêt qui avait été rendu en Cour d'appel à l'égard de Fortis Turks and Caicos à l'issue d'un litige sur le classement des tarifs imposés aux clients

Favorables

- Transfert dans les tarifs d'électricité imposés à la clientèle de la hausse des coûts de l'approvisionnement énergétique pour Caribbean Utilities, attribuable à une augmentation du coût du combustible
- Augmentation globale des ventes d'électricité de 0,9 %
- Hausse de 2,4 % des tarifs de base d'électricité imposés à la clientèle de Caribbean Utilities, ayant pris effet le 1^{er} juin 2009

Facteurs contribuant à l'écart dans le bénéfice

Défavorables

- Effet de change défavorable d'environ 3 millions \$ lié à la conversion de monnaies étrangères
- Hausse des charges d'exploitation de Belize Electricity, exclusion faite de l'effet de change, attribuable principalement à l'accroissement des frais juridiques associés aux difficultés continues de nature réglementaire
- Augmentation des frais financiers, exclusion faite de l'effet de change, associée principalement aux intérêts débiteurs sur les billets non garantis à 7,5 %, d'un capital de 40 millions \$ US, émis en mai 2009 et juillet 2009 par Caribbean Utilities, et à la baisse de la provision capitalisée pour les fonds utilisés pendant la construction, jumelée à des intérêts débiteurs accrus sur les passifs réglementaires à Belize Electricity
- Augmentation de la dotation aux amortissements, exclusion faite de l'effet de change, attribuable surtout à l'investissement continu dans des immobilisations de services publics
- Incidence favorable sur les coûts de l'approvisionnement énergétique en 2009, sous l'effet d'une modification de la méthode de calcul du coût du combustible recouvrable auprès des clients pour Fortis Turks and Caicos
- Incidence défavorable d'environ 1,5 million \$ par rapport à l'exercice précédent liée au renversement de l'arrêt qui avait été rendu en Cour d'appel à l'égard de Fortis Turks and Caicos à l'issue d'un litige sur le classement des tarifs imposés aux clients

Favorables

- Exclusion faite de l'effet de change, baisse des charges d'exploitation à Caribbean Utilities en raison de l'importance croissante accordée aux projets d'immobilisations en 2010, entraînant la modification de l'échéancier de certaines activités de maintenance, jumelée à une hausse des coûts indirects capitalisés et à une baisse des charges d'exploitation de Fortis Turks and Caicos associée à la diminution de la provision pour créances douteuses
- Diminution des coûts de maintenance des groupes électrogènes de Fortis Turks and Caicos
- Augmentation des ventes d'électricité

Perspectives : La croissance des ventes d'électricité des entreprises de services publics réglementés de la Société dans les Caraïbes devrait être d'environ 2 % en 2011, étant donné l'incidence négative des conditions économiques difficiles qui devrait continuer à se faire sentir sur la consommation d'électricité dans la région des Caraïbes.

Les pourparlers devraient se poursuivre entre Fortis Turks and Caicos et le gouverneur des îles Turks et Caicos quant à la requête, par l'entreprise, d'un examen externe indépendant de sa demande de révision du tarif d'électricité et du mécanisme actuel d'établissement des tarifs.

Une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant à Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos, est présentée à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » du présent rapport de gestion. Un résumé des prévisions de dépenses en immobilisations brutes pour 2011 des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes est présenté à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

Activités non réglementées – Fortis Generation ¹⁾

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre	2010 ²⁾	2009 ³⁾	Écart
Ventes d'énergie (en GWh)	427	583	(156)
<i>(en millions \$)</i>			
Produits d'exploitation	36	39	(3)
Coûts de l'approvisionnement énergétique	1	2	(1)
Charges d'exploitation	9	11	(2)
Amortissement	4	5	(1)
Frais financiers	–	2	(2)
Impôts sur les bénéfices des sociétés	2	3	(1)
Bénéfice	20	16	4

¹⁾ Comprend les résultats d'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. La monnaie de présentation des résultats financiers au Belize et dans le nord de l'État de New York est le dollar américain.

²⁾ Les résultats reflètent la contribution de la centrale hydroélectrique Vaca, au Belize, depuis sa mise en service en mars 2010.

³⁾ Les résultats tiennent compte de la contribution de la centrale hydroélectrique Rankine, en Ontario, jusqu'au 30 avril 2009, date à laquelle les droits d'usage de l'eau de la centrale Rankine ont expiré à la fin d'un terme de 100 ans.

Facteurs contribuant à l'écart dans les ventes d'énergie

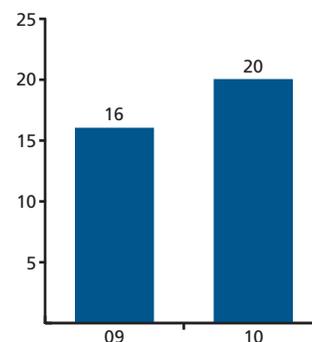
Défavorables

- Expiration le 30 avril 2009 des droits d'usage de l'eau de la centrale hydroélectrique Rankine, en Ontario. Les ventes d'énergie au cours de 2009 incluaient environ 215 GWh liés à la centrale Rankine.
- Baisse des ventes d'énergie liée aux activités dans la région centrale de Terre-Neuve. Les ventes d'énergie pour 2009 incluaient 19 GWh liés aux activités dans la région centrale de Terre-Neuve jusqu'au 12 février 2009, date à laquelle la consolidation de ces activités a été abandonnée, conséquence des mesures prises par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador relativement à l'expropriation des actifs de la société Exploits. Pour plus de renseignements sur la société Exploits, se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques – Éventualités » du présent rapport de gestion.
- Diminution de la production dans le nord de l'État de New York en raison de la baisse des précipitations

Favorables

- Augmentation des chutes de pluie et mise en service de la centrale hydroélectrique Vaca, au Belize, en mars 2010. La production de la centrale a atteint 83 GWh au cours de 2010.
- Augmentation de la production en Colombie-Britannique en raison de la hausse des chutes de pluie

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



Facteurs contribuant à l'écart dans les produits d'exploitation

Défavorables

- Perte de produits par suite de l'expiration des droits d'usage de l'eau de la centrale Rankine le 30 avril 2009
- Arrêt de la consolidation des résultats financiers de la société Exploits le 12 février 2009
- Effet de change défavorable d'environ 3 millions \$ lié à la conversion de produits libellés en dollars américains, attribuable à l'affaiblissement du dollar américain en regard du dollar canadien
- Diminution de la production dans le nord de l'État de New York

Favorables

- Augmentation de la production au Belize et en Colombie-Britannique
- Hausse du prix de gros moyen annuel sur le marché de l'énergie par mégawattheure (« MWh ») dans le nord de l'État de New York, qui s'établit à 43,12 \$ US pour 2010 par rapport à 38,54 \$ US pour 2009
- Hausse du prix moyen annuel de l'énergie par MWh en Ontario, qui est de 53,17 \$ pour 2010 en regard de 34,43 \$ pour 2009. Avec prise d'effet le 1^{er} mai 2010, l'énergie produite en Ontario est vendue en vertu d'un contrat à prix fixe. Auparavant, l'énergie était vendue aux taux du marché.

Facteurs contribuant à l'écart dans le bénéfice

Favorables

- Augmentation de la production au Belize
- Baisse des frais financiers, exclusion faite de l'effet de change, découlant de la hausse des intérêts créditeurs associée aux prêts intersociétés aux entreprises réglementées en Ontario, neutralisée en partie par la montée des intérêts débiteurs liée aux prêts intersociétés destinés au financement de la construction de la centrale hydroélectrique Vaca. La capitalisation des intérêts au cours de la période de construction a pris fin au moment de la mise en service de la centrale en 2010.
- Hausse du prix annuel moyen de l'énergie par MWh dans le nord de l'État de New York et en Ontario, en partie contrebalancée par une baisse de la production dans le nord de l'État de New York

Défavorables

- Expiration des droits d'usage de l'eau de la centrale Rankine. La contribution au bénéfice de la centrale hydroélectrique Rankine avait atteint environ 3,5 millions \$ en 2009.
- Effet de change défavorable d'environ 2 millions \$ lié à la conversion de monnaies étrangères

Perspectives : La centrale hydroélectrique Vaca contribuera sur un exercice complet au bénéfice et aux ventes d'énergie en 2011, la production énergétique annuelle moyenne des trois centrales situées sur la rivière Macal au Belize étant estimée à 240 GWh. La construction de la centrale Expansion Waneta non réglementée en Colombie-Britannique se poursuivra en 2011. Pour en savoir plus sur les prévisions des dépenses en immobilisations pour 2011 des entreprises de services publics non réglementés, voir la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

Activités non réglementées – Fortis Properties

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2010	2009	Écart
Produits tirés de l'hôtellerie	160	155	5
Produits tirés de l'immobilier	66	64	2
Total des produits	226	219	7
Charges d'exploitation	151	146	5
Amortissement	18	17	1
Frais financiers	24	22	2
Impôts sur les bénéfices des sociétés	7	10	(3)
Bénéfice	26	24	2

Facteurs contribuant à l'écart dans les produits d'exploitation

Favorables

- Contribution aux produits de l'hôtel Holiday Inn Select Windsor, acquis en avril 2009, combinée à la contribution plus élevée aux produits des propriétés hôtelières dans le Canada atlantique et le centre du Canada, en partie neutralisée par la baisse de la contribution aux produits des hôtels dans l'Ouest canadien
- Hausse de 0,4 % du revenu par chambre disponible de la division de l'hôtellerie, qui a été de 76,83 \$ pour 2010 en regard de 76,55 \$ pour 2009. Le revenu par chambre disponible s'est accru en raison d'une augmentation globale de 1,8 % des tarifs moyens des chambres, contrebalancée en partie par une diminution globale de 1,4 % du taux d'occupation dans les hôtels. Les tarifs moyens des chambres ont augmenté dans l'Ouest canadien et le Canada atlantique. Le taux d'occupation des propriétés hôtelières a baissé dans l'Ouest canadien, alors qu'il a monté dans le centre du Canada et le Canada atlantique.
- Croissance des produits dans toutes les régions pour la division de l'immobilier, les plus importantes hausses ayant été enregistrées à Terre-neuve et en Nouvelle-Écosse, surtout sous l'effet de l'augmentation des loyers

Défavorables

- Baisse du taux d'occupation à la division immobilière, qui était de 94,5 % au 31 décembre 2010 par rapport à 96,2 % au 31 décembre 2009, surtout pour les propriétés à Terre-Neuve et au Nouveau-Brunswick

Facteurs contribuant à l'écart dans le bénéfice

Favorables

- Diminution du taux d'imposition effectif des sociétés découlant de la baisse des taux d'impôt prévus par la loi, laquelle donne lieu à une réduction des soldes de passifs d'impôts futurs
- Amélioration du rendement de la division immobilière, grâce notamment aux hausses de loyer
- Contribution du Holiday Inn Select Windsor à compter d'avril 2009
- Accroissement du rendement des propriétés hôtelières dans le Canada atlantique, découlant de la hausse du revenu par chambre disponible, comme il a été mentionné ci-dessus

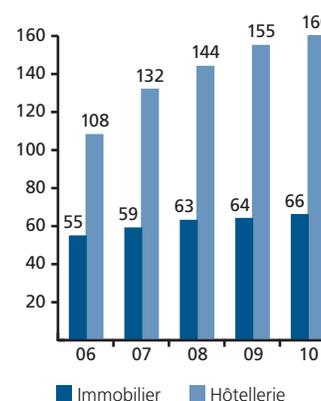
Défavorables

- Baisse du rendement des propriétés hôtelières dans l'Ouest canadien, induite par l'incidence défavorable continue du ralentissement économique sur le taux d'occupation de la région
- Augmentation des frais financiers en raison d'une hausse de la dette et des taux d'intérêt

Perspectives : Les produits tirés des propriétés hôtelières comparables de la division hôtelière de Fortis Properties ont augmenté en 2010. Il sera difficile de soutenir la croissance des produits en 2011 en raison de la situation économique et d'une augmentation de l'offre dans les divers marchés.

Les résultats de la division immobilière devraient demeurer stables en 2011. La division immobilière a des actifs principalement dans le Canada atlantique, où la majorité des propriétés sont situées au sein de vastes marchés régionaux présentant une forte diversité économique. Les immeubles sont occupés par des locataires diversifiés ayant conclu des baux à long terme dont les dates d'échéance sont échelonnées, ce qui a pour effet de diminuer le risque de vacance.

Produits de Fortis Properties (en millions \$)



SIÈGE SOCIAL ET AUTRES ¹⁾

Faits saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions \$)

	2010	2009	Écart
Produits d'exploitation	30	27	3
Charges d'exploitation	16	14	2
Amortissement	7	8	(1)
Frais financiers ²⁾	73	79	(6)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés	(16)	(21)	5
	(50)	(53)	3
Dividendes sur actions privilégiées	28	18	10
Charges nettes du secteur Siège social et autres	(78)	(71)	(7)

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

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

Facteurs contribuant à l'écart des charges nettes du secteur Siège social et autres

Défavorables

- Hausse des dividendes sur actions privilégiées, par suite de l'émission d'actions privilégiées de premier rang à taux d'intérêt fixe rétabli sur cinq ans, série H (« actions privilégiées de premier rang, série H ») en janvier 2010
- Augmentation des charges d'exploitation, attribuable surtout à l'augmentation des frais de développement engagés en 2010, en partie neutralisée par un recouvrement plus élevé des coûts auprès des filiales et une baisse des charges d'exploitation liées aux activités non réglementées de TES

Favorables

- Diminution des charges de financement, excluant l'effet de change, étant donné que la capitalisation des intérêts a pris fin, ces derniers ayant été engagés pour financer la centrale hydroélectrique Vaca au cours de la période de construction, et du fait du remboursement en 2010 d'une dette qui portait intérêt à un taux plus élevé. Cette diminution a été en partie neutralisée par les intérêts débiteurs sur les débetures non garanties à 6,51 %, 30 ans, d'un capital de 200 millions \$, émises en juillet 2009 et par l'incidence de l'augmentation des emprunts moyens sur les facilités de crédit. En octobre 2010, Fortis a racheté ses débetures non garanties à 7,4 %, d'un capital de 100 millions \$, et en avril 2010, Terasen a racheté la totalité de ses titres de capital à 8,0 % de 125 millions \$ avec le produit d'emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société.
- Effet de change favorable d'environ 2,5 millions \$ lié à la conversion d'intérêts débiteurs libellés en dollars américains, par suite de l'affaiblissement du dollar américain en regard du dollar canadien
- Hausse des produits attribuable aux intérêts créditeurs sur les prêts intersociétés plus élevés consentis à des taux d'intérêt plus élevés à Fortis Properties pour financer sa dette externe venue à échéance

FAITS SAILLANTS EN MATIÈRE DE RÉGLEMENTATION

Les tableaux qui suivent présentent la nature de la réglementation et un sommaire des principales décisions et demandes réglementaires liées à chacune des entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité.

Nature de la réglementation

Entreprise de services publics réglementés	Organisme de réglementation	Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires autorisés (%)	Rendements autorisés (%)			Caractéristiques de soutien
			2009	2010	2011	
RCP						
TGI	BCUC	40 ¹⁾	8,47 ²⁾ /9,50 ³⁾	9,50	9,50	Coût du service/RCP TGI : Avant le 1 ^{er} janvier 2010, partage à parts égales du bénéfice supérieur ou inférieur au RCP autorisé en vertu d'un mécanisme de TAR qui a pris fin le 31 décembre 2009, mais qui est éliminé progressivement sur deux ans. RCP établi par la BCUC, avec prise d'effet le 1 ^{er} juillet 2009, dans le cadre d'une décision concernant le coût du capital prise au cours du quatrième trimestre de 2009. Auparavant, le RCP autorisé était fixé selon une formule d'ajustement automatique fondée sur le rendement des obligations à long terme du Canada. Année témoin future
TGVI	BCUC	40	9,17 ²⁾ /10,00 ³⁾	10,00	10,00	
TGWI	BCUC	40	8,97 ²⁾ /10,00 ³⁾	10,00	10,00	
FortisBC	BCUC	40	8,87	9,90	9,90	Coût du service/RCP Mécanisme de TAR 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 RCP établi par la BCUC, avec prise d'effet le 1 ^{er} janvier 2010, dans le cadre d'une décision concernant le coût du capital prise au cours du quatrième trimestre de 2009. Auparavant, le RCP autorisé était fixé selon une formule d'ajustement automatique fondée sur le rendement des obligations à long terme du Canada. Année témoin future
FortisAlberta	Alberta Utilities Commission (« AUC »)	41	9,00	9,00	9,00 ⁴⁾	Coût du service/RCP RCP établi par l'AUC, avec prise d'effet le 1 ^{er} janvier 2009, dans le cadre d'une décision générale concernant le coût du capital prise au cours du quatrième trimestre de 2009. Auparavant, le RCP autorisé était fixé selon une formule d'ajustement automatique 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	8,95 +/- points de base	9,00 +/- 50 points de base	8,38 +/- 50 points de base	Coût du service/RCP RCP de 2010 établi par le PUB. Sauf pour 2010, le RCP autorisé est fixé selon une formule d'ajustement automatique fondée sur le rendement des obligations à long terme du Canada. Année témoin future
Maritime Electric	Island Regulatory and Appeals Commission (« IRAC »)	40	9,75	9,75	9,75	Coût du service/RCP Année témoin future
FortisOntario	CEO Énergie Niagara Algoma Power Contrat de concession Cornwall Electric	40 ⁵⁾ 50 ⁶⁾ /40 ⁷⁾	8,01 8,57	8,01 8,57	8,01 9,85 ⁷⁾	Énergie Niagara – Coût du service/RCP Algoma Power – Coût du service/RCP et programme de protection des tarifs dans les zones rurales et éloignées (« PTRÉ ») Cornwall Electric – prix plafond avec transfert du coût d'achat Énergie Niagara – 2009, année témoin pour 2009, 2010 et 2011 Algoma Power – 2007, année témoin historique pour 2009 et 2010; et 2011, année témoin pour 2011
RAB						
Belize Electricity	Public Utilities Commission (« PUC »)	s.o.	– ⁸⁾	– ⁸⁾	– ⁸⁾	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.	9,00 – 11,00	7,75 – 9,75	7,75 – 9,75	Coût du service/RAB Mécanisme d'ajustement des plafonds tarifaires en fonction des indices des prix à la consommation publiés 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 entreprises de services publics déposent des documents annuels auprès du gouverneur	s.o.	17,50 ⁹⁾	17,50 ⁹⁾	17,50 ⁹⁾	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 imposés à la clientèle pour l'année suivante. Année témoin future

¹⁾ Prise d'effet le 1^{er} janvier 2010. Pour 2009, la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires autorisée était de 35 %.

²⁾ Avant le 1^{er} juillet 2009

³⁾ Prise d'effet le 1^{er} juillet 2009

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

⁵⁾ Prise d'effet le 1^{er} mai 2010. Pour 2009, avec prise d'effet le 1^{er} mai, la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires autorisée était de 43,3 %.

⁶⁾ Avant le 1^{er} décembre 2010

⁷⁾ Prise d'effet le 1^{er} décembre 2010.

⁸⁾ RAB autorisé à établir une fois réglées les questions réglementaires.

⁹⁾ Chiffre prévu dans la licence. Le RAB atteint en 2009 et 2010 était substantiellement inférieur au RAB autorisé en vertu de la licence en raison des investissements importants faits par l'entreprise de services publics.

Principales décisions et demandes réglementaires

Entreprise de services publics réglementés

Description sommaire	
TGI/TGVI/ TGWI	<ul style="list-style-type: none"> • Chaque trimestre, TGI et TGWI passent en revue les tarifs pour le gaz naturel et le propane et les tarifs pour les activités médianes avec la BCUC, afin de s'assurer que les tarifs transférés aux clients suffisent à couvrir les coûts d'achat du gaz naturel et du propane et les contrats de ressources pour les activités médianes, comme des gazoducs de tiers ou une capacité de stockage. Les coûts du gaz naturel et du propane et les coûts des activités médianes sont transférés aux clients sans majoration. En novembre et décembre 2009, la BCUC a approuvé : i) des accords de règlement négocié portant sur les demandes relatives aux besoins en revenus de TGI et de TGVI pour 2010 et 2011; ii) une hausse de la composante capitaux propres de TGI, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, la portant de 35 % à 40 %; iii) une augmentation du RCP autorisé de TGI, avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2009, le faisant passer de 8,47 % à 9,50 % et iv) une augmentation du RCP autorisé de TGVI et de TGWI, les portant de 9,17 % et 8,97 % respectivement à 10,00 %, avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2009. Dans sa décision sur la demande relative au rendement des capitaux propres et à la structure du capital, la BCUC a décidé de conserver TGI en tant que point de repère pour le calcul du RCP autorisé de certaines entreprises de services publics qui sont réglementées par la BCUC. La BCUC a également déterminé que l'ancienne formule d'ajustement automatique utilisée pour établir le RCP chaque année n'aura plus cours et que les RCP autorisés en vertu de la décision de la BCUC s'appliqueront jusqu'à ce qu'ils soient passés en revue de façon plus approfondie par la BCUC. L'accord de règlement négocié approuvé par la BCUC à l'égard de TGI ne comportait pas de clause permettant l'utilisation du nouveau mécanisme de TAR après l'expiration, le 31 décembre 2009, de l'accord de TAR précédent de TGI. L'incidence des accords de règlement négocié approuvés, de l'augmentation des RCP autorisés, de la hausse de la composante capitaux propres et de la variation des coûts des activités médianes de TGI, s'est traduite par une augmentation moyenne globale de 10 %, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, des tarifs imposés à la clientèle des zones de service du Lower Mainland, de la vallée du Fraser, des territoires de l'intérieur et du Nord, et de Kootenay. Les tarifs imposés à la clientèle de TGVI, toutefois, demeureront inchangés pour la période de deux ans commençant le 1^{er} janvier 2010, comme le prescrit l'accord de règlement négocié approuvé par la BCUC à l'égard de TGVI. • En février 2010, la BCUC a approuvé la demande de TGI visant à internaliser des éléments essentiels de ses services clients et à mettre en place un nouveau système d'information sur la clientèle, sous réserve de l'acceptation par la société d'une condition de partage des risques liés aux coûts prévoyant que TGI partagera à parts égales avec sa clientèle tous les coûts ou les économies excédant un écart positif ou négatif de 10 % par rapport au coût total approuvé du projet. • En décembre 2010 TGI a déposé auprès de la BCUC une demande visant à fournir des services d'approvisionnement en carburant par l'entremise des postes de ravitaillement en gaz naturel comprimé et en GNL détenus et exploités par TGI. Si la demande est approuvée, les clients du secteur commercial pourront ravitailler leur parc de véhicules de façon sécuritaire et économique sur leurs propres emplacements, à des taux réglementés par la BCUC, en utilisant les postes de ravitaillement de TGI. • En décembre 2010, TGI a reçu l'autorisation de la BCUC à l'égard d'un nouveau programme de gaz naturel renouvelable pour une période initiale de deux ans. En 2011, jusqu'à 24 000 clients du secteur résidentiel pourront s'inscrire à ce programme, en payant une prime mensuelle d'environ 4 \$ pour remplacer 10 % de leur approvisionnement en gaz naturel par du biométhane. L'autorisation de la BCUC permet aussi à TGI de mettre en œuvre les ententes conclues avec Catalyst Power Inc. et le Columbia Shuswap Regional District pour recueillir le biogaz respectivement des déchets agricoles et d'un site d'enfouissement sanitaire. • En décembre 2010, les sociétés Terasen Gas ont déposé un rapport auprès de la BCUC, tel qu'il a été exigé, qui comprend une étude effectuée par un consultant externe, dont les services ont été retenus par les entreprises de services publics, sur les mécanismes de rajustement automatique du taux de rendement des capitaux propres au moyen d'une formule de remplacement utilisés en Amérique du Nord. D'après l'étude, les sociétés Terasen Gas n'ont pas l'intention d'adopter un mécanisme de rajustement automatique du taux de rendement des capitaux propres au moyen d'une formule, pour le moment. • TGI, TGVI et TGWI examinent la possibilité de se regrouper. Pour ce faire, elles doivent obtenir l'approbation par la BCUC de leur demande de regroupement ainsi que le consentement du gouvernement de la Colombie-Britannique. Bien que les sociétés Terasen Gas n'aient pas encore décidé d'aller de l'avant, elles envisagent de soumettre une demande à cet égard en 2011. • En janvier 2011, TGI a déposé auprès de la BCUC les objectifs révisés de son plan de gestion du risque de prix se rapportant à son plan de couverture du gaz naturel, en même temps que son plan de gestion du risque de prix 2011-2014. Une mise à jour du plan de gestion du risque de prix de TGVI devrait être déposée d'ici avril 2011. • Au 1^{er} janvier 2011, les tarifs imposés aux clients résidentiels des zones de service du Lower Mainland, de la vallée du Fraser, des territoires de l'intérieur et du Nord, et de Kootenay ont diminué d'environ 6 %, tels qu'ils ont été approuvés par la BCUC, afin de tenir compte des fluctuations nettes des coûts de livraison, du coût des produits de base et des coûts des activités médianes. • La base tarifaire de mi-exercice prévue de TGI et TGVI pour 2011 s'établit respectivement à 2,6 milliards \$ et 0,7 milliard \$.
FortisBC	<ul style="list-style-type: none"> • En décembre 2009, la BCUC a approuvé un accord de règlement négocié portant sur la demande relative aux besoins en revenus de FortisBC pour 2010. Cet accord a donné lieu à une hausse généralisée des tarifs d'électricité imposés à la clientèle de 6,0 % avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010. La hausse des tarifs est surtout attribuable aux investissements soutenus de la société dans les infrastructures électriques, d'où l'augmentation des coûts de l'approvisionnement énergétique et des coûts en capital. Le RCP autorisé de FortisBC a augmenté, passant de 8,87 % en 2009 à 9,90 % le 1^{er} janvier 2010, par suite de la décision de la BCUC d'accroître le RCP autorisé de TGI, l'entreprise de services publics qui sert de point de repère en Colombie-Britannique. • En août 2010, FortisBC a obtenu une approbation de la BCUC visant à imposer à la clientèle une augmentation de 2,9 % des tarifs, avec prise d'effet en septembre 2010. Cette augmentation découle de la hausse des prix de l'électricité achetée que la société doit payer à BC Hydro. • En novembre 2010, FortisBC a reçu de son conseil d'administration l'approbation lui permettant de signer l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta afin de se porter acquéreur de la capacité de 335 MW de cette centrale. L'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta, qui a été acceptée par la BCUC en septembre 2010, permet à FortisBC d'acheter de la capacité sur une période de 40 ans dès que l'Expansion Waneta sera terminée, soit au printemps 2015. Pour des renseignements additionnels, voir la rubrique intitulée « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion. • En décembre 2010, la BCUC a approuvé un accord de règlement négocié portant sur la demande relative aux besoins en revenus de FortisBC pour 2011. Cet accord a donné lieu à une hausse généralisée des tarifs d'électricité imposés à la clientèle de 6,6 % avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011. La hausse des tarifs est surtout attribuable aux investissements soutenus de la société dans les infrastructures électriques et à l'augmentation des coûts en capital. Les tarifs imposés à la clientèle pour l'exercice 2011 reflètent un taux de RCP autorisé de 9,90 %, soit le même que pour l'exercice 2010. • En décembre 2010, FortisBC a reçu l'autorisation de la BCUC pour son plan de dépenses en immobilisations de 2011. Les dépenses en immobilisations brutes prévues en 2011 totalisent environ 99 millions \$. • La base tarifaire de mi-exercice prévue de FortisBC pour 2011 s'établit à 1,1 milliard \$.

Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

Entreprise de services publics réglementés

Description sommaire	
FortisAlberta	<ul style="list-style-type: none"> • En novembre 2009, l'AUC a publié sa décision générale relative au coût du capital pour 2009 (la « décision de l'AUC pour 2009 »), qui établit un RCP autorisé général de 9,00 % pour 2009, 2010 et, de façon provisoire, pour 2011, pour toutes les entreprises de services publics de l'Alberta régies par l'AUC. Ce RCP autorisé de 9,00 % est supérieur au RCP autorisé provisoire pour 2009 de 8,51 % pour FortisAlberta. La formule d'ajustement automatique du RCP ne sera plus utilisée jusqu'à ce qu'elle ait fait l'objet d'un examen plus approfondi par l'AUC. L'AUC a aussi accru la composante capitaux propres de FortisAlberta pour la porter de 37 % à 41 %, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009. L'incidence annuelle favorable de 4,1 millions \$ en 2009 de la décision de l'AUC pour 2009 a été comptabilisée dans les produits du quatrième trimestre de 2009, et est recouvrée dans les tarifs d'électricité imposés à la clientèle en 2011. • En décembre 2009, l'AUC a approuvé, à titre provisoire, une moyenne de 7,5 % des tarifs de base de distribution d'électricité imposés aux clients de FortisAlberta avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010. • En juillet 2010, l'AUC a publié sa décision relative à la demande générale de nouveaux tarifs de distribution pour deux années de la société, soit 2010 et 2011, qui a initialement été déposée en juin 2009. La société a reflété les répercussions de la décision, de manière rétroactive à compter du 1^{er} janvier 2010, dans ses résultats du troisième trimestre et a comptabilisé dans les produits à recevoir les besoins en revenus plus élevés censés être recouverts dans les tarifs de base de distribution de l'électricité imposés à la clientèle en 2011 à des fins de facturation. La hausse inévitable des tarifs imposés à la clientèle qui en résulte reflète l'investissement soutenu de la société dans les infrastructures électriques pour soutenir l'accroissement de la clientèle et maintenir et moderniser le réseau électrique, ainsi qu'une hausse des dépenses. • En octobre 2010, la Central Alberta Rural Electrification Association (« CAREA ») a déposé une demande auprès de l'AUC afin que la CAREA soit autorisée à servir tout nouveau client qui désire obtenir de l'électricité aux fins d'utilisation sur sa propriété et qui se situe dans un secteur de service de la CAREA chevauchant celui de FortisAlberta, et que FortisAlberta se limite à offrir, et qu'elle y soit tenue, le service de distribution d'électricité dans le secteur servi par la CAREA aux seuls clients de ce secteur de service qui ne reçoivent pas de service de la CAREA. FortisAlberta est intervenue dans cette instance. • En décembre 2010, l'AUC a rendu sa décision sur le document de conformité déposé par la société, qui comprenait la décision de l'AUC, sur la demande générale de la société à l'égard de nouveaux tarifs de distribution pour 2010 et 2011. La décision de décembre 2010 approuve les besoins de la société en produits de distribution, soit 346 millions \$ pour 2010 et 368 millions \$ pour 2011. Les nouveaux tarifs de distribution de l'électricité définitifs et les avenants connexes ont également été approuvés, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011. • Dans sa demande générale de nouveaux tarifs de distribution pour 2010 et 2011, FortisAlberta a demandé que les prévisions du coût en capital à l'égard de son projet de compteurs automatisés soient révisées, portant le coût total prévu du projet à 126 millions \$ (exclusion faite du coût du projet pilote), soit une hausse par rapport au coût initial prévu du projet de 104 millions \$. L'AUC a cependant conclu que le coût en capital du projet de compteurs automatisés de 104 millions \$ (excluant le projet pilote) faisait partie de l'accord de règlement négocié de 2008 et 2009 de la société, lequel a été approuvé en 2008 et, par conséquent, n'a pas approuvé les prévisions révisées. La société a déposé une demande de révision et de modification auprès de l'AUC ainsi qu'une demande d'autorisation d'appel auprès de la Cour d'appel de l'Alberta relativement à cette conclusion. L'AUC a rendu sa décision à l'égard de la demande de révision et de modification en approuvant une audience sur le degré de prudence à exercer pour le dépassement du coût en capital au-delà de 104 millions \$. Une instance a été ouverte et une confirmation écrite de la décision est attendue au deuxième trimestre de 2011. La demande d'autorisation d'appel de la société a été ajournée en attendant la réponse à la demande de révision et de modification. L'Utilities Consumer Advocate a déposé une demande d'autorisation d'appel auprès de la Cour d'appel de l'Alberta qui a également été ajournée. • L'AUC a publié un avis indiquant qu'elle avait ouvert une instance en décembre 2010 pour fixer un RCP autorisé pour 2011, réviser la structure du capital et examiner si le retour à une méthode fondée sur une formule pour établir annuellement un RCP autorisé, à compter de 2012, est justifiée. Faute d'avoir une telle méthode, on s'attend à ce que l'AUC étudie la façon dont le RCP autorisé sera calculé pour 2012. Cette instance examinera aussi certaines autres questions associées aux contributions de la clientèle. • L'AUC a entrepris un processus de réforme de la réglementation sur les tarifs de services publics en Alberta. L'AUC a exprimé son intention d'appliquer une formule de TAR aux tarifs du service de distribution d'électricité. FortisAlberta évalue actuellement la formule de TAR et participera activement au processus de l'AUC. La société soumettra une demande fondée sur le coût du service pour 2012 et 2013 au cours du premier trimestre de 2011, selon les exigences du Système uniforme de tenue de comptes/Exigences minimales en matière de dépôt des demandes, de façon à assurer la transition entre les règles du coût du service et des règles possibles fondées sur la TAR. • La base tarifaire de mi-exercice prévue de FortisAlberta pour 2011 s'établit à environ 1,7 milliard \$.
Newfoundland Power	<ul style="list-style-type: none"> • En décembre 2009, le PUB a rendu sa décision sur la demande tarifaire générale révisée de Newfoundland Power pour 2010, qui s'est soldée par une augmentation moyenne globale d'environ 3,5 % des tarifs d'électricité imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010. L'augmentation des tarifs a reflété l'incidence d'une hausse du RCP autorisé, passé à 9,00 % en regard de 8,95 % en 2009, les investissements soutenus dans les infrastructures électriques et l'augmentation des charges, y compris les coûts des régimes de retraite. Le PUB a également ordonné que le RCP autorisé de Newfoundland Power pour 2011 et 2012 soit établi au moyen de la formule d'ajustement automatique du RCP. • En avril 2010, le PUB a approuvé telle quelle la demande de la société de changer l'actuelle formule d'ajustement automatique du RCP. Les rendements prévus des obligations du Canada à long terme sont maintenant utilisés pour établir le taux sans risque servant au calcul du coût prévisionnel des capitaux propres à utiliser dans la formule pour 2011 et 2012. L'approche précédente était fondée sur une observation sur dix jours du rendement des obligations du Canada à long terme comme taux sans risque prévisionnel. • Avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2010, les clients de Newfoundland Power ont subi une augmentation moyenne globale de 1,7 % des tarifs d'électricité, découlant de l'application annuelle normale du Plan de stabilisation des tarifs de Newfoundland Hydro. Les écarts au niveau du coût du combustible utilisé pour produire l'électricité que Newfoundland Hydro vend à Newfoundland Power sont pris en compte et transférés aux clients de Newfoundland Power par application du Plan de stabilisation des tarifs. L'augmentation des tarifs imposés à la clientèle n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice de Newfoundland Power. • En novembre 2010, le PUB a approuvé la demande de Newfoundland Power visant le report du recouvrement de l'augmentation des coûts prévue de 2,4 millions \$ en 2011, en raison des amortissements réglementaires venant à échéance.

Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

Entreprise de services publics réglementés	Description sommaire
Newfoundland Power (suite)	<ul style="list-style-type: none"> En novembre 2010, le PUB a approuvé le budget d'investissement de Newfoundland Power pour 2011 qui s'établit à environ 73 millions \$, avant les contributions de la clientèle. En appliquant la formule d'ajustement automatique du RCP, le RCP autorisé de Newfoundland Power a été réduit, passant de 9,00 % pour 2010 à 8,38 % pour 2011. En décembre 2010, le PUB a approuvé la demande de Newfoundland Power : i) d'adopter la méthode de la comptabilité d'exercice pour les coûts des régimes d'avantages complémentaires de retraite, à compter du 1^{er} janvier 2011; ii) de recouvrer le solde de l'actif réglementaire transitoire, d'environ 53 millions \$, associé à l'adoption de la comptabilité d'exercice sur une période de 15 ans; et iii) de créer un compte de report afin d'y comptabiliser les écarts entre les coûts des régimes d'avantages complémentaires de retraite calculés selon les PCGR du Canada et ceux qui sont approuvés par le PUB aux fins de l'établissement des tarifs. En décembre 2010, Newfoundland Power a reçu du PUB l'approbation d'une augmentation moyenne globale de 0,8 % des tarifs d'électricité imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011, ce qui résulte surtout de l'acquiescement par le PUB de la demande de la société pour pouvoir modifier ses pratiques comptables à l'égard des coûts des régimes d'avantages complémentaires de retraite, comme il est décrit plus haut, ce qui a été en partie contrebalancé par l'incidence de la diminution du RCP autorisé pour 2011. La base tarifaire de mi-exercice prévue de Newfoundland Power pour 2011 s'établit à 0,9 milliard \$. En décembre 2010, Newfoundland Power et Bell Aliant ont signé un nouveau contrat de licence relatif aux structures de soutènement, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011, en vertu duquel Bell Aliant rachètera 40 % de tous les poteaux à utilisation conjointe et l'infrastructure connexe détenue par Newfoundland Power pour un montant approximatif de 46 millions \$. Cette transaction représente environ 5 % de la base tarifaire de Newfoundland Power. En 2001, Newfoundland Power avait acheté des poteaux à utilisation conjointe et l'infrastructure connexe de Bell Aliant (auparavant Aliant Telecom Inc.) en vertu d'un accord de partenariat sur l'utilisation conjointe d'installations de 10 ans (« APUCI ») qui a pris fin le 31 décembre 2010. Bell Aliant a exercé l'option de racheter ces poteaux auprès de Newfoundland Power. Le contrat de licence relatif aux structures de soutènement est assujéti à certaines conditions, notamment l'approbation par le PUB de la vente de 40 % des poteaux à utilisation conjointe de la société, lesquelles doivent être respectées par les deux parties d'ici le 30 juin 2011, ou chaque partie peut décider de mettre fin au contrat. Dans le cas d'une résiliation, les droits et recours en vertu de l'APUCI demeureront en vigueur pour les deux parties. Newfoundland Power a déposé auprès du PUB une demande d'approbation de la transaction qu'elle prévoit conclure en 2011. Au 31 décembre 2010, Newfoundland Power a comptabilisé des actifs destinés à la vente d'un montant approximatif de 45 millions \$, ce qui représente un prix de vente estimatif moins les coûts de la vente des poteaux à utilisation conjointe. Le prix de vente estimatif sera rajusté à la conclusion d'un dénombrement des poteaux en 2011. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011, la société ne reçoit plus de produits tirés de la location des poteaux de la part de Bell Aliant. Toutefois, Newfoundland Power devra répondre aux besoins pour la construction et la maintenance des structures de soutènement de Bell Aliant tout au long de 2011. Le contrat de licence relatif aux structures de soutènement conclu avec Bell Aliant ne devrait pas avoir une incidence significative sur la capacité de Newfoundland Power de réaliser un taux de rendement raisonnable sur sa base tarifaire en 2011. Newfoundland Power examine actuellement avec Bell Aliant les aspects financiers et opérationnels futurs de cette transaction au-delà de 2011. La société prévoit utiliser le produit de cette transaction pour rembourser les emprunts sur ses facilités de crédit et maintenir sa composante capitaux propres à 45 %. La société évalue actuellement la nécessité de déposer une demande auprès du PUB afin de recouvrer la hausse des coûts prévue en 2012.
Maritime Electric	<ul style="list-style-type: none"> En juillet 2010, l'IRAC a approuvé la demande de tarifs de Maritime Electric pour 2010-2011 prévoyant : i) une augmentation du coût de l'énergie de référence dans les tarifs d'électricité de base, avec prise d'effet le 1^{er} août 2010; ii) l'amortissement des coûts de l'énergie de remplacement engagés durant la remise en état de la centrale nucléaire Pointe Lepreau d'Énergie Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») sur la durée de vie prolongée de la centrale; et iii) un RCP autorisé de 9,75 % pour 2010 et 2011, soit le même qu'en 2009. En novembre 2010, Maritime Electric a conclu un CAE avec Énergie NB pour une période de cinq ans commençant en mars 2011, ce qui entraînera des coûts d'achat d'électricité plus bas et plus stables tout au long de la période. En novembre 2010, Maritime Electric a conclu une entente avec le gouvernement de l'Î.-P.-É. (l'« entente »). L'entente couvre la période du 1^{er} mars 2011 au 29 février 2016. En vertu de l'entente, le gouvernement de l'Î.-P.-É. assumera la responsabilité du coût de l'énergie de remplacement et des coûts mensuels d'exploitation et de maintenance liés à de la centrale nucléaire Pointe Lepreau, à compter du 1^{er} mars 2011, jusqu'à ce que la centrale nucléaire Pointe Lepreau soit complètement remise en état, ce qui est prévu pour l'automne 2012. Le gouvernement de l'Î.-P.-É. financera ces coûts, qui seront recouverts auprès de la clientèle à compter de la remise en service de la centrale nucléaire Pointe Lepreau. Si la centrale nucléaire Pointe Lepreau n'était pas remise en service à l'automne 2012, le gouvernement de l'Î.-P.-É. se réserve le droit de cesser les paiements mensuels. Comme le permet l'IRAC, les coûts de l'énergie de remplacement engagés au cours de la période de remise en état sont reportés par Maritime Electric et s'établissaient à environ 47 millions \$ à la fin de février 2011. L'échéancier et la nature du recouvrement des coûts reportés feront l'objet d'un nouvel examen par une commission qui sera établie par le gouvernement de l'Î.-P.-É. L'entente prévoit aussi le financement par le gouvernement de l'Î.-P.-É. des coûts associés à la résiliation par Maritime Electric de la convention de participation aux parts de Dalhousie. Les coûts seront par la suite recouverts auprès de la clientèle au cours d'une période qui sera établie par le gouvernement de l'Î.-P.-É. Du fait de l'entente, les coûts de l'approvisionnement énergétique ont diminué et les tarifs d'électricité imposés à la clientèle ont été abaissés d'environ 14,0 %, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2011, date à laquelle a commencé un gel de deux ans des tarifs imposés à la clientèle. En décembre 2010, Maritime Electric a obtenu l'approbation réglementaire de sa demande de budget d'investissement pour 2011, telle qu'elle a été déposée, totalisant environ 23 millions \$, compte non tenu des contributions de la clientèle.
FortisOntario	<ul style="list-style-type: none"> En avril 2010, FortisOntario a reçu des décisions et ordonnances de la CEO relativement aux demandes d'établissement des tarifs de distribution d'électricité aux termes du mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération pour l'établissement de tarifs harmonisés pour Fort Erie et Gananoque et de tarifs pour Port Colborne, à compter du 1^{er} mai 2010. Pour les années exclues du nouveau calcul, les tarifs d'électricité imposés à la clientèle sont établis au moyen de facteurs inflationnistes moins une cible d'efficacité, à l'aide du mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération de la CEO. La hausse des tarifs d'électricité de base qui en est résultée, et qui a pris effet le 1^{er} mai 2010, a été minimale, une hausse de l'inflation de 1,3 % ayant été compensée en partie par une cible d'efficacité de 1,12 %. Les tarifs d'électricité approuvés imposés à la clientèle reflétaient un RCP autorisé de 8,01 % sur une composante capitaux propres de 40 %.

Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

Entreprise de services publics réglementés

Description sommaire

Entreprise de services publics réglementés	Description sommaire
FortisOntario (suite)	<ul style="list-style-type: none"> En novembre 2010, FortisOntario a déposé des demandes d'établissement des tarifs de distribution d'électricité aux termes du mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération pour Fort Erie, Gananoque et Port Colborne pour les tarifs d'électricité imposés à la clientèle à compter du 1^{er} mai 2011. La CEO publiera, au cours du premier trimestre de 2011, les facteurs de productivité et inflationnistes applicables. Les tarifs d'électricité imposés à la clientèle refléteront un RCP autorisé de 8,01 % sur une composante capitaux propres de 40 %. FortisOntario prévoit déposer une demande à l'égard du coût du service en avril 2011 pour l'établissement de tarifs harmonisés pour Fort Erie, Port Colborne et Gananoque, à compter du 1^{er} janvier 2012, en s'appuyant sur 2012 comme année témoin future. En novembre 2010, la CEO a approuvé un accord de règlement négocié relatif à la demande de tarifs de distribution d'électricité imposés aux clients d'Algoma Power, en vigueur du 1^{er} décembre 2010 au 31 décembre 2011, en s'appuyant sur 2011 comme année témoin future. Les tarifs reflètent un RCP autorisé de 9,85 % sur une composante capitaux propres présumée de 40 %. L'approbation de la CEO a donné lieu à des besoins en revenus pour 2011 de 20 millions \$, dont environ 11 millions \$ seront recouverts dans le cadre du PTRE, alors que le solde sera recouvert à même les tarifs et les charges imposés à la clientèle. Dans le cadre de la réglementation liée au PTRE, l'augmentation moyenne de la charge de livraison d'électricité imputée aux clients, avec prise d'effet le 1^{er} décembre 2010, a été de 2,5 %. L'incidence globale de la décision tarifaire de la CEO sur la facture d'électricité moyenne des clients a été une augmentation de 3,8 %, y compris les avenants tarifaires et autres charges. La forme actuelle du mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération ne tiendra pas compte de la structure tarifaire d'Algoma Power ni du PTRE. Par conséquent, Algoma Power a convenu de consulter les parties intervenantes pour élaborer une forme d'établissement de tarifs incitatifs qui pourrait être utilisée entre les périodes de recalcul des tarifs. En raison de la réglementation en Ontario associée au programme de PTRE, les tarifs de distribution de l'électricité imposés à la clientèle d'Algoma Power sont assujettis aux variations moyennes des tarifs des autres entreprises de services publics d'électricité en Ontario. En attendant ces consultations, Algoma Power déposera une demande d'établissement de tarifs incitatifs pour les tarifs de distribution d'électricité imposés à la clientèle, prenant effet le 1^{er} janvier 2012.
Belize Electricity	<ul style="list-style-type: none"> Les modifications apportées à la législation sur l'électricité par le gouvernement du Belize et la PUC ainsi que la décision finale rendue par la PUC en juin 2008 sur la demande de tarif de Belize Electricity pour 2008-2009 (la « décision finale de juin 2008 ») et la modification apportée à la décision finale de juin 2008, qui étaient fondées sur la législation modifiée, ont fait l'objet d'une contestation judiciaire par Belize Electricity dans le cadre de plusieurs instances. En réponse à une demande de Belize Electricity, la Cour suprême du Belize a émis une ordonnance en juin 2010 interdisant au PUC d'entamer toute procédure de révision tarifaire, de modifier des tarifs et de prendre des mesures pénales ou d'application de la loi contre Belize Electricity jusqu'à ce que la Cour suprême ait rendu une autre ordonnance. La preuve de Belize Electricity en appel de la décision finale de juin 2008 rendue par la PUC a été entendue en octobre 2010, les plaidoiries et le réquisitoire ayant pris fin en décembre 2010. Une décision de la cour à l'égard de la question est attendue au cours du premier trimestre de 2011.
Caribbean Utilities	<ul style="list-style-type: none"> En février 2010, l'ERA a approuvé le plan d'investissement en immobilisations (« PII ») de 21 millions \$ US de Caribbean Utilities pour 2010, qui prévoit des dépenses pour des installations autres que des installations de production. Les besoins d'ajouts de capacité de production font l'objet d'un processus d'appel d'offres. En mai 2010, Caribbean Utilities a soumis à l'ERA les calculs annuels liés à son mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs, comme le prévoit la licence de transport et de distribution de la société. Le mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs, selon lequel les tarifs d'électricité de base peuvent varier selon l'inflation, n'a donné lieu à aucun rajustement tarifaire en date du 1^{er} juin 2010, la légère inflation de l'indice des prix aux États-Unis ayant été compensée par une baisse de l'indice des prix des Îles Caïmans pour l'année civile 2009. En novembre 2010, Caribbean Utilities a déposé son PII pour 2011 à 2015 totalisant environ 219 millions \$ US. Ce plan a été préparé en tenant compte de la demande de la société auprès de l'ERA à l'égard d'un délai dans l'installation de toute nouvelle capacité de production jusqu'à ce que les prévisions de croissance soient plus certaines. En janvier 2011, l'ERA a donné son approbation générale en ce qui a trait à des dépenses pour des installations autres que de capacité de production de 134 millions \$ US prévues dans le PII. Le solde de 85 millions \$ US du PII est lié à l'installation d'une nouvelle capacité de production, laquelle sera assujettie à un appel d'offres ouvert à la concurrence. L'approbation générale des dépenses pour des installations autres que des installations de production est conditionnelle à la présentation par Caribbean Utilities d'informations additionnelles liées à certains projets planifiés. L'approbation finale du PII est attendue au cours du premier semestre de 2011.
Fortis Turks and Caicos	<ul style="list-style-type: none"> En mars 2010, Fortis Turks and Caicos mettait l'accent, dans son dépôt réglementaire annuel pour 2009, sur le rendement de la société en 2009 et sur ses projets d'investissement liés à l'expansion pour 2010. En mars 2010, Fortis Turks and Caicos a déposé une demande de révision du tarif d'électricité auprès du Ministère des travaux, du logement et des services publics du gouvernement des îles Turks et Caicos conformément à l'article 34 de l'<i>Electricity Ordinance</i>. La demande sollicitait une hausse moyenne de 7 % des tarifs de base de l'électricité imposés à la clientèle, avec prise d'effet le 31 mai 2010. La hausse de tarifs aurait été la première hausse imposée par Fortis Turks and Caicos depuis sa constitution. Les objectifs de la révision du tarif d'électricité incluaient l'établissement de taux distincts pour les diverses catégories de clients par le biais d'une étude de répartition du coût du service, l'uniformisation de la structure tarifaire pour toute la zone de service de Fortis Turks and Caicos et la permission pour l'entreprise de commencer à recouvrer son déficit réglementaire accumulé au 31 décembre 2009 en réalisant son niveau de bénéfice autorisé. En juin 2010, Fortis Turks and Caicos a reçu un avis du gouverneur des îles Turks et Caicos (le « gouverneur ») l'informant que la demande de révision du tarif d'électricité de la société n'avait pas été acceptée en raison de préoccupations quant à l'incidence que la hausse de tarifs proposée pourrait avoir sur des secteurs clés de l'économie des îles. En septembre 2010, Fortis Turks and Caicos a reçu des ébauches de propositions et de stipulations au contrat de la part du gouverneur dans le cadre de l'examen de la demande de révision du tarif d'électricité déposée par la société. La direction a pris connaissance des stipulations au contrat et objectifs proposés par le gouverneur et a suggéré que les services d'un conseiller externe indépendant choisi et rémunéré conjointement soient retenus pour examiner la demande déposée et le mécanisme actuel d'établissement des tarifs et qu'il formule des recommandations aux deux parties.

SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Le tableau qui suit présente les principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2010 et le 31 décembre 2009.

Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2010 et le 31 décembre 2009

Compte du bilan	Augmentation/ (diminution) (en millions \$)	Explication
Débiteurs	60	L'augmentation est attribuable principalement à des produits à recevoir plus élevés pour FortisAlberta, et à des écarts temporaires normaux liés à l'application du régime à versements égaux et au moment du recouvrement des remises de la taxe de vente harmonisée pour les sociétés Terasen Gas.
Actifs réglementaires à court et à long terme	125	L'augmentation résulte principalement des reports par les sociétés Terasen Gas qui sont associés : i) à une variation de 45 millions \$ de la juste valeur de marché des dérivés sur gaz naturel; ii) à l'épuisement du compte de redressement du coût des marchandises et du compte de variation du coût du gaz par TGI et par TGVI, respectivement, au moyen du remboursement aux clients dans les tarifs courants; et iii) au report des pertes nettes sur la cession d'immobilisations de services publics, à compter du 1 ^{er} janvier 2010, conjugué à la hausse des produits tirés des tarifs de distribution à FortisAlberta résultant de la demande générale de nouveaux tarifs de distribution pour 2010 et 2011. L'augmentation a été contrebalancée en partie par une réduction du compte de redressement du coût des activités médianes pour TGI, les montants recouverts auprès des clients au moyen des tarifs dépassant les coûts réels des activités médianes de livraison du gaz; et par une réduction du compte de report des charges de l'AESO pour FortisAlberta, les montants se rapportant à 2008 ayant été recouverts dans les tarifs d'électricité imposés à la clientèle en 2010.
Actifs détenus en vue de la vente	45	L'augmentation est attribuable au reclassement de montants provenant des immobilisations de services publics résultant de la vente imminente de poteaux à utilisation conjointe de Newfoundland Power à Bell Aliant.
Immobilisations de services publics	509	L'augmentation a trait essentiellement aux 1 008 millions \$ investis dans des réseaux d'électricité et de gaz, en partie contrebalancés par l'amortissement et les contributions de la clientèle en 2010, le reclassement des poteaux à utilisation conjointe dans les actifs détenus en vue de la vente, comme il en est question ci-dessus, et l'effet de change créé par la conversion des immobilisations libellées en monnaie étrangère des entreprises de services publics.
Actifs incorporels	38	L'augmentation est liée aux droits acquis par la société Waneta associés à la centrale Expansion Waneta non réglementée.
Emprunts à court terme	(57)	La diminution reflète le remboursement d'emprunts à court terme par TGI avec le produit d'une injection de capitaux propres provenant de Fortis et par TGVI avec le produit issu de l'émission de 100 millions \$ de débentures en décembre 2010. La diminution a été neutralisée en partie par une hausse des emprunts par Maritime Electric dans le but de financer 15 millions \$ de la dette à long terme arrivant à échéance, et par Caribbean Utilities, pour financer des dépenses en immobilisations.
Créditeurs et charges à payer	101	L'augmentation s'explique par une variation de 45 millions \$ de la juste valeur de marché des dérivés sur gaz naturel des sociétés Terasen Gas et par le reclassement hors des autres passifs à long terme du paiement reporté de TGVI, qui arrive à échéance en 2011, associé à l'acquisition de TGVI par Terasen en 2002.
Dividendes à verser	51	L'augmentation découle de la date de déclaration du dividende sur action ordinaire pour le premier trimestre de 2010.
Passifs réglementaires à court et à long terme	53	L'augmentation s'explique surtout par : i) une hausse du compte de report de stabilisation tarifaire pour TGVI, reflet de l'accumulation des coûts de service à la clientèle recouverts en trop au cours de 2010; ii) une augmentation de la provision pour les frais d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux pour FortisAlberta; iii) le compte de report des charges de l'AESO pour 2010 à FortisAlberta; et iv) une augmentation du compte de stabilisation tarifaire pour Belize Electricity, attribuable à une baisse du coût du combustible et de l'électricité achetée en regard des montants recouverts dans les tarifs imposés à la clientèle en 2010. Cette augmentation a été annulée en partie par une réduction du compte du mécanisme de rajustement pour la stabilisation des produits à TGI, les volumes de consommation de gaz naturel ayant été moins élevés que prévu au cours de 2010.
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (y compris la tranche échéant à moins de un an)	165	La hausse est liée surtout aux émissions de titres de créance à long terme, compensée en partie par les remboursements prévus sur la dette, les échéances et les rachats et à l'effet de change à la conversion de la dette à long terme libellée en monnaie étrangère. Les échéances et les rachats comprennent le remboursement de 15 millions \$ d'obligations hypothécaires de premier rang à 12 % de Maritime Electric arrivant à échéance à même le produit d'emprunts à court terme; le rachat des 125 millions \$ de titres de capital à 8,0 % de Terasen à même le produit d'emprunts faits sur la facilité de crédit confirmée de la Société; le remboursement de 100 millions \$ de débentures non garanties à 7,4 % arrivant à échéance de Fortis à même le produit d'emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société; et le remboursement d'environ 50 millions \$ de dettes arrivant à échéance de Fortis Properties à même le produit d'emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société.

Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2010 et le 31 décembre 2009 (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 de un an) (suite)		Les émissions de titres de créance à long terme, surtout aux fins du remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit confirmées, d'emprunts à court terme et de titres de créance échus, comprennent une émission de débentures d'un capital de 125 millions \$ par FortisAlberta, une émission de débentures d'un capital de 100 millions \$ par TGV et une émission équivalente par FortisBC et un placement privé de billets d'un capital de 200 millions \$ US par Fortis.
Passifs d'impôts futurs à court et à long terme	35	L'augmentation découle des écarts fiscaux temporaires liés aux dépenses en immobilisations à FortisAlberta et à FortisBC.
Capitaux propres	357	L'augmentation vient principalement de l'émission d'actions privilégiées de premier rang, série H, d'un capital de 250 millions \$, en janvier 2010. Le produit net a servi à régler des emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société et à financer une injection de capitaux propres dans TGI. Le reste de l'augmentation se rapporte au bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires en 2010, diminué des dividendes sur actions ordinaires, et 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.
Participations ne donnant pas le contrôle	39	L'augmentation est attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle de 49 % dans la société Waneta.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Sommaire des flux de trésorerie consolidés

Le tableau qui suit présente les sources et les affectations des flux de trésorerie de la Société en 2010 comparativement à 2009. Il 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 consolidés

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2010	2009	Écart
Trésorerie au début de l'exercice	85	66	19
Flux de trésorerie liés à ce qui suit :			
Activités d'exploitation	732	681	51
Activités d'investissement	(991)	(1 045)	54
Activités de financement	283	387	(104)
Effet de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	–	(4)	4
Trésorerie à la fin de l'exercice	109	85	24

Activités d'exploitation : Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, après ajustements au fonds de roulement, pour 2010, ont augmenté de 51 millions \$ par rapport à 2009. L'augmentation s'explique par : i) un accroissement du bénéfice; ii) le recouvrement auprès de la clientèle de l'augmentation de la dotation aux amortissements, attribuable surtout aux sociétés Terasen Gas, comme il a été approuvé par les autorités de réglementation; iii) les variations favorables du compte de report des charges de l'AESO de FortisAlberta; et iv) une baisse du montant d'impôts sur les sociétés payé par Newfoundland Power. L'augmentation a été en partie contrebalancée par les variations défavorables du fonds de roulement des sociétés Terasen Gas, reflétant les écarts entre le prix du gaz naturel et le coût du gaz naturel facturé aux clients pour l'exercice par rapport à ceux de l'exercice précédent.

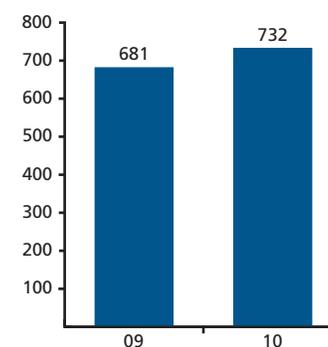
Activités d'investissement : Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2010 ont diminué de 54 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. La diminution tient à une hausse du produit tiré de la vente d'immobilisations de services publics, de l'augmentation des apports sous forme d'aide à la construction et de l'acquisition d'Algoma Power et du Holiday Inn Select Windsor en 2009. La diminution a été en partie contrebalancée par la hausse des dépenses en immobilisations brutes.

En 2010, les dépenses en immobilisations brutes se sont élevées à 1 073 millions \$, soit 49 millions \$

de plus qu'en 2009. L'augmentation des dépenses en immobilisations brutes est attribuable au commencement de la construction de l'Expansion Waneta non réglementée vers la fin de 2010 et à la hausse des dépenses en immobilisations de FortisBC, en partie compensés par une baisse des dépenses en immobilisations de FortisAlberta et des services publics d'électricité réglementés dans les Caraïbes.

Activités de financement : Les flux de trésorerie annuels provenant des activités de financement en 2010 ont baissé de 104 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. La baisse tient à la majoration du dividende sur actions ordinaires et à une moindre augmentation nette de la

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



Rapport de gestion

dette, en partie contrebalancées par une augmentation du produit tiré de l'émission d'actions privilégiées et d'actions ordinaires et par une augmentation des avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle.

Le montant net des remboursements d'emprunts à court terme de 2010 s'est établi à 56 millions \$, alors qu'en 2009 il y avait eu un produit net des emprunts à court terme de 8 millions \$. La diminution des flux de trésorerie entraînée par les variations des emprunts à court terme se rapporte aux sociétés Terasen Gas et à FortisAlberta.

Le produit de l'émission de titres de créance à long terme, déduction faite des frais d'émission, les remboursements sur la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition, et le montant net des emprunts (remboursements) sur les facilités de crédit confirmées pour 2010 sont résumés et comparés à ceux de 2009 dans les tableaux qui suivent.

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

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)	2010	2009	Écart
Sociétés Terasen Gas	100 ¹⁾	99 ²⁾	1
FortisAlberta	124 ³⁾	222 ^{4) 5)}	(98)
FortisBC	99 ⁶⁾	104 ⁷⁾	(5)
Newfoundland Power	–	64 ⁸⁾	(64)
Caribbean Utilities	–	43 ⁹⁾	(43)
Siège social	200 ¹⁰⁾	197 ¹¹⁾	3
Total	523	729	(206)

¹⁾ Émission par TGV en décembre 2010 de débetures non garanties à 5,20 %, 30 ans, d'un capital de 100 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit.

²⁾ Émission par TGI en février 2009 de débetures non garanties à 6,55 %, 30 ans, d'un capital de 100 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit ainsi qu'au remboursement des débetures non garanties à 10,75 %, d'un capital de 60 millions \$, venues à échéance en juin 2009.

³⁾ Émission en octobre 2010 de débetures non garanties à 4,80 %, 40 ans, d'un capital de 125 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit confirmées et aux fins générales du siège social.

⁴⁾ Émission en octobre 2009 de débetures non garanties à 5,37 %, 30 ans, d'un capital de 125 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit confirmées et aux fins générales du siège social.

⁵⁾ Émission en février 2009 de débetures non garanties à 7,06 %, 30 ans, d'un capital de 100 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit confirmées et aux fins générales du siège social.

⁶⁾ Émission en décembre 2010 de débetures non garanties à 5,00 %, 40 ans, d'un capital de 100 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit confirmées, au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales du siège social.

⁷⁾ Émission en juin 2009 de débetures non garanties à 6,10 %, 30 ans, d'un capital de 105 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit confirmées, aux fins générales du siège social, y compris le financement de dépenses en immobilisations et des besoins de fonds de roulement, ainsi qu'à une partie du remboursement des débetures à 6,75 %, d'un capital de 50 millions \$, venues à échéance en juillet 2009.

⁸⁾ Émission en mai 2009 d'obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement à 6,606 %, 30 ans, d'un capital de 65 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit confirmées et aux fins générales du siège social, y compris le financement de dépenses en immobilisations.

⁹⁾ Émission en mai 2009 et en juillet 2009 de billets non garantis à 7,50 %, 15 ans, d'un capital respectif de 30 millions \$ US et de 10 millions \$ US. Le produit net a été affecté au remboursement des emprunts à court terme et au financement des dépenses en immobilisations.

¹⁰⁾ Émission en décembre 2010, de billets non garantis à 3,53 %, 10 ans, d'un capital de 125 millions \$ US, et à 5,26 %, 30 ans, d'un capital de 75 millions \$ US. Le produit net a été affecté au remboursement de l'encours des emprunts sur les facilités de crédit confirmées de la Société, ces emprunts ayant servi au remboursement des débetures non garanties de premier rang à 7,4 %, d'un capital de 100 millions \$ de la Société, qui sont arrivées à échéance en octobre 2010, et aux fins générales du siège social.

¹¹⁾ Émission en juillet 2009 de débetures non garanties à 6,51 %, 30 ans, d'un capital de 200 millions \$. Le produit net a servi à rembourser la totalité de la dette existante engagée en vertu de la facilité de crédit confirmée de la Société et aux fins générales du siège social.

Remboursements sur la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)	2010	2009	Écart
Sociétés Terasen Gas	–	(62)	62
FortisBC	(1)	(55)	54
Newfoundland Power	(5)	(5)	–
Maritime Electric	(15)	–	(15)
Caribbean Utilities	(15)	(16)	1
Fortis Properties	(59)	(24)	(35)
Siège social	(225) ¹⁾	–	(225)
Divers	(9)	(10)	1
Total	(329)	(172)	(157)

¹⁾ En avril 2010, Terasen a racheté pour une contrepartie au comptant la totalité de ses 125 millions \$ de titres de capital à 8,0 % avec le produit d'emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société. En octobre 2010, Fortis a remboursé la totalité de ses 100 millions \$ de débetures non garanties de premier rang à 7,4 % venues à échéance, avec le produit d'emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société.

Emprunts (remboursements), montant net, sur les facilités de crédit confirmées

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)	2010	2009	Écart
Sociétés Terasen Gas	–	5	(5)
FortisAlberta	1	(99)	100
FortisBC	(35)	4	(39)
Newfoundland Power	1	(18)	19
Siège social	41	94	(53)
Total	8	(14)	22

Les emprunts effectués par les entreprises de services publics sur les facilités de crédit sont principalement destinés à leurs programmes d'investissement ou à leurs besoins de fonds de roulement. Les remboursements sont surtout financés par l'émission de titres de créance à long terme, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ou les injections de capitaux propres par Fortis. 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 confirmée de la Société.

Le produit net tiré de l'émission d'actions ordinaires s'est établi à 80 millions \$ en 2010, contre 46 millions \$ en 2009, ce qui reflète l'incidence des régimes de réinvestissement des dividendes, d'options sur actions et d'achat d'actions de la Société. Le régime de réinvestissement des dividendes offre actuellement aux actionnaires ordinaires participants un escompte de 2 % à l'achat d'actions ordinaires, émises sur le capital actions autorisé, avec des dividendes réinvestis.

En janvier 2010, Fortis a réalisé un placement de 250 millions \$ d'actions privilégiées de premier rang, série H, dont le produit net d'environ 242 millions \$ a été affecté au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société et au financement des injections de capitaux propres dans TGI.

Les dividendes sur actions ordinaires payés en 2010 ont totalisé 193 millions \$, en hausse de 16 millions \$ par rapport à 2009. La hausse résulte de la hausse du dividende annuel par action ordinaire ainsi que de l'augmentation du nombre d'actions ordinaires en circulation. Le dividende versé par action ordinaire a été de 1,12 \$ en 2010, contre 1,04 \$ en 2009. En 2010, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a été de 172,9 millions, comparativement à 170,2 millions en 2009.

Les dividendes sur actions privilégiées ont augmenté de 10 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, en raison des dividendes versés sur les 10 millions d'actions privilégiées de premier rang, série H émises en janvier 2010.

Obligations contractuelles

Le tableau qui suit présente, au 31 décembre 2010, les obligations contractuelles consolidées de Fortis conclues avec des tiers externes pour les cinq prochains exercices et par la suite.

Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2010

(en millions \$)	Total	Échéant dans moins de 1 an	Échéant dans 2 et 3 ans	Échéant dans 4 et 5 ans	Échéant après 5 ans
Dette à long terme ¹⁾	5 669	54	377	789	4 449
Poste de transformation Brilliant ²⁾	59	3	5	5	46
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz ³⁾	555	306	195	54	–
Obligations d'achat d'électricité					
FortisBC ⁴⁾	2 908	44	89	81	2 694
FortisOntario ⁵⁾	462	47	97	101	217
Maritime Electric ⁶⁾	245	56	88	87	14
Belize Electricity ⁷⁾	171	18	37	42	74
Coût en capital ⁸⁾	446	15	32	34	365
Obligations liées aux contrats de location-exploitation ⁹⁾	134	17	29	26	62
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés ¹⁰⁾	65	4	8	7	46
Cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées ¹¹⁾	32	14	13	2	3
Location de bureaux – FortisBC ¹²⁾	19	2	3	3	11
Autres ¹³⁾	21	5	9	6	1
Total	10 786	585	982	1 237	7 982

¹⁾ Au cours des exercices antérieurs, TGI a bénéficié de prêts remboursables 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 TGI 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, la dette à long terme et les besoins en capitaux propres 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 2009 et TGVI a remboursé 4 millions \$ sur les prêts en 2010 (8 millions \$ en 2009). Au 31 décembre 2010, le solde impayé des prêts gouvernementaux à rembourser était de 49 millions \$. Le calendrier des remboursements des prêts gouvernementaux est fonction de la capacité de TGVI de remplacer les prêts gouvernementaux par un financement par emprunt subordonné non gouvernemental à des conditions commerciales raisonnables et, par conséquent, les remboursements ne figurent pas dans le tableau des engagements ci-dessus. Toutefois, TGVI prévoit effectuer les versements suivants sur les prêts : 24 millions \$ au cours de 2012 et 2013, 20 millions \$ au cours de 2014 et 2015, puis 5 millions \$ en 2016.

- 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 qui est utilisée 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 le 31 décembre 2010.
- ⁴⁾ Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC comprennent le contrat d'achat d'électricité Brilliant (le « contrat BPPA »), le CAE conclu avec BC Hydro ainsi que le contrat d'achat de capacité conclu avec Powerex Corp. (« Powerex »). Le 3 mai 1996, la BCUC a autorisé le 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 de maintenance et un rendement du capital pour la centrale, en contrepartie de l'achat ferme de quantités précises d'électricité. Le contrat BPPA prévoit également un ajustement au prix du marché après 30 des 60 années de la durée du contrat. Le CAE conclu avec BC Hydro, qui expirera en 2013, prévoit la fourniture d'un maximum de 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. Au cours de 2010, FortisBC a conclu un contrat d'achat de capacité avec Powerex, filiale en propriété exclusive de BC Hydro, pour des achats de capacité hivernale à prix fixe jusqu'à février 2016 pour un montant total d'environ 16 millions \$ US. Si FortisBC a accès à de nouvelles ressources, comme des projets d'immobilisations ou des projets contractuels, avant l'expiration de ce contrat, FortisBC pourra mettre un terme au contrat en tout temps après le 1^{er} juillet 2013, sous réserve d'un préavis écrit d'au moins trois mois à Powerex.
- 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 de capacité ou d'énergie. En novembre 2010, la société a conclu un nouveau contrat d'achat ferme de cinq ans avec Énergie NB couvrant la période du 1^{er} mars 2011 au 29 février 2016. Le nouveau contrat comprend une tarification fixe pour toute la durée du contrat de cinq ans et prévoit, entre autres, la fourniture d'énergie et de capacité de remplacement pour la centrale nucléaire Pointe Lepreau et la centrale électrique Dalhousie. 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 et viendra à échéance en novembre 2032.
- ⁷⁾ Les obligations d'achat d'électricité de Belize Electricity comprennent un CAE de 15 ans, entré en vigueur en février 2007 entre Belize Electricity et Hydro Maya Limited, visant la fourniture d'une capacité de 3 MW. De plus, deux CAE de 15 ans entrés en vigueur en 2009 avec Belize Cogeneration Energy Limited et Belize Aquaculture Limited prévoient la fourniture respectivement d'environ 14 MW de capacité et jusqu'à 15 MW de capacité.
- ⁸⁾ Maritime Electric a droit à environ 6,7 % et 4,7 % de la production de la centrale électrique Dalhousie et de celle de la centrale nucléaire Pointe Lepreau 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. La société a résilié le contrat touchant la centrale électrique Dalhousie en date du 1^{er} mars 2011.
- ⁹⁾ Les obligations liées aux contrats de location-exploitation portent sur la location de bureaux, d'entrepôts, d'actifs de transport et distribution de gaz naturel, de véhicules et de matériel, ainsi que sur la location d'actifs de distribution d'électricité de Port Colborne Hydro.
- ¹⁰⁾ FortisAlberta et une entreprise albertaine de services de transport d'électricité ont signé une convention 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 FortisAlberta ne soit plus connectée à ce réseau de transport. En raison de la durée indéfinie de cette convention, le calcul des paiements futurs après 2015 comprend des paiements jusqu'à la fin d'une période de 20 ans. Toutefois, les paiements en vertu de la convention 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 minimales avant expiration de cinq ans à compter du 1^{er} septembre 2010 et sont sujets à reconduction de gré à gré.

¹¹⁾ Les cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées consolidées incluent les montants pour services rendus au cours de l'exercice et pour la solvabilité ainsi que les cotisations de capitalisation spéciale. Les cotisations sont fondées sur des estimations provenant des plus récentes évaluations actuarielles terminées, qui fournissent généralement des estimations de capitalisation pour une période de trois à cinq ans à partir de la date des évaluations. Par conséquent, les cotisations réelles de capitalisation des régimes de retraite pourraient être plus élevées que ces estimations, une fois que seront terminées les prochaines évaluations actuarielles aux fins de la capitalisation, qui devraient être réalisées aux dates suivantes pour les régimes de retraite à prestations déterminées les plus importants :

31 décembre 2010 – Terasen (régimes des employés syndiqués) et FortisBC
 31 décembre 2011 – Newfoundland Power
 31 décembre 2012 – Terasen (régimes des employés non syndiqués)

¹²⁾ 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.

¹³⁾ Les autres obligations contractuelles comprennent principalement les obligations liées aux contrats de location-acquisition, les contrats de location de bâtiments et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de FortisBC.

Autres obligations contractuelles : Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont tenues d'assurer des services aux clients au sein de leur territoire de service respectif. Les dépenses en immobilisations de ces entreprises de services publics réglementés découlent en grande partie des demandes de leur clientèle et d'importants projets d'investissement spécifiquement autorisés par leurs organismes de réglementation respectifs. Le programme consolidé d'investissement de la Société, y compris celui des secteurs non réglementés, devrait comporter pour 2011 environ 1,2 milliard \$ de dépenses en immobilisations, qui ne figurent pas dans le tableau des engagements ci-dessus.

Caribbean Utilities a un contrat d'achat de combustible principal avec un important fournisseur auprès duquel elle s'est engagée à acheter 80 % du combustible dont elle aura besoin pour alimenter sa centrale diesel. Le contrat initial, d'une durée de trois ans, est arrivé à échéance en avril 2010. Caribbean Utilities continue de mener ses activités en se conformant aux modalités du contrat initial. Le contrat contient une clause de renouvellement automatique pour les exercices 2010 à 2012. Si l'une ou l'autre des parties veut résilier le contrat au cours de cette période de deux ans, un avis écrit doit être présenté au moins un an avant la date de résiliation souhaitée. Au 31 décembre 2010, aucune partie n'avait présenté d'avis de résiliation. Ainsi, le contrat est automatiquement renouvelé pour 2011. La quantité de combustible à acheter en vertu du contrat pour 2011 est d'environ 25 millions de gallons impériaux.

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.

Structure du capital

Les activités principales de la Société, soit 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 la maintenance et l'expansion de leur infrastructure. 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. Fortis finance généralement une part importante des acquisitions à partir du siège social à même le produit tiré des émissions d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et de titres de créance à long terme. 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 qu'à conserver 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 sa clientèle.

Le tableau ci-dessous présente une comparaison de la structure du capital consolidée de Fortis au 31 décembre 2010 avec la structure du capital consolidée au 31 décembre 2009.

Structure du capital

Aux 31 décembre	2010		2009	
	(en millions \$)	(%)	(en millions \$)	(%)
Total de la dette et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (déduction faite de la trésorerie) ¹⁾	5 914	58,4	5 830	60,2
Actions privilégiées ²⁾	912	9,0	667	6,9
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	3 305	32,6	3 193	32,9
Total ³⁾	10 131	100,0	9 690	100,0

¹⁾ Comprennent la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition, incluant la tranche échéant à moins de un an, et les emprunts à court terme, déduction faite de la trésorerie

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

³⁾ Exclut les montants liés aux participations ne donnant pas le contrôle

Rapport de gestion

La modification de la structure du capital découle de l'émission de 250 millions \$ d'actions privilégiées en janvier 2010 et du nombre accru d'actions ordinaires en circulation, qui reflètent l'incidence des régimes de réinvestissement des dividendes, d'achat d'actions et d'options sur actions de la Société. Le produit tiré de l'émission de titres de créance à long terme a été en partie contrebalancé par les remboursements de la dette à long terme, des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des emprunts à court terme au cours de 2010.

Notes de crédit

Les notes de la Société se présentent comme suit :

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

En décembre 2010, S&P a confirmé la note à long terme de la Société et des titres de créance non garantis de A- (stable) et en octobre 2010, DBRS a haussé la note des titres de créance non garantis de BBB (haut) à A (bas). Les notes de crédit reflètent le profil de faible risque commercial de la Société et la diversité de ses activités, 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'importante réduction de la dette externe à Terasen, les paramètres de crédit raisonnables de la Société, et la capacité établie et l'effort soutenu de cette dernière à faire l'acquisition et l'intégration d'entreprises de services publics réglementés stables, financées de manière prudente.

Programme d'immobilisations

Des investissements dans l'infrastructure sont nécessaires pour assurer un rendement constant 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 2010, des charges d'environ 96 millions \$ ont été engagées pour la maintenance et les réparations, comparativement à environ 91 millions \$ en 2009.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 ont été d'environ 1,1 milliard \$. Le tableau qui suit présente une ventilation des dépenses en immobilisations brutes par secteur et par catégorie d'actifs pour 2010.

Dépenses en immobilisations consolidées brutes¹⁾

Exercice clos le 31 décembre 2010

(en millions \$)	Sociétés					Autres entreprises de services publics d'électricité réglementés au Canada	Entreprises de services publics d'électricité réglementés dans les Caraïbes		Entreprises de services publics non réglementés ³⁾		Fortis Properties	Total
	Terasen Gas	Fortis Alberta ²⁾	Fortis BC	Newfoundland Power	Total – Entreprises de services publics réglementés au Canada		Entreprises de services publics réglementés dans les Caraïbes	Entreprises de services publics non réglementés ³⁾	Fortis Properties			
Production	–	–	18	6	2	26	26	85	–	–	137	
Transport	116	–	77	7	3	203	6	–	–	–	209	
Distribution	86	267	31	56	40	480	28	–	–	–	508	
Installations, matériel, véhicules et divers	39	99	9	5	1	153	11	–	–	19	183	
Technologies de l'information	12	13	4	4	2	35	1	–	–	–	36	
Total	253	379	139	78	48	897	72	85	19	1 073		

¹⁾ Se rapportent aux paiements au comptant visant l'acquisition ou la construction d'immobilisations de services publics, de biens productifs et d'actifs incorporels comme il est présenté dans l'état consolidé des flux de trésorerie. Comprennent les coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, pour les services publics dont les dépenses de ce type étaient admises dans la base tarifaire de 2010.

²⁾ Comprennent les paiements à l'AESO relatifs aux projets d'investissements dans le transport.

³⁾ Comprennent les dépenses en immobilisations des actifs de production non réglementés, principalement liées à l'Expansion Waneta, et du siège social.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes de 1 073 millions \$ pour 2010 sont inférieures de 25 millions \$ aux 1 098 millions \$ prévus pour 2010, comme il est indiqué dans le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2009. Une augmentation des dépenses en immobilisations dans le secteur de la production non réglementée – Fortis Generation associée au commencement de la construction de l'Expansion Waneta non réglementée vers la fin de 2010 a en partie compensé une diminution des dépenses en immobilisations des sociétés Terasen Gas attribuable principalement à : i) une diminution des coûts indirects capitalisés approuvée par les autorités de réglementation; ii) un changement d'orientation dans les dépenses en immobilisations de 2010 à 2011 lié à certains projets; et iii) des dépenses en immobilisations moins importantes que prévu dans des projets liés à de l'énergie de remplacement, jumelées à une baisse des coûts du capital réels de FortisBC en raison surtout des conditions prévalant sur le marché, combinés à un changement d'orientation dans les dépenses en immobilisations de 2010 à 2011 pour certains projets.

Les dépenses en immobilisations brutes consolidées pour 2011 devraient avoisiner 1,2 milliard \$. Les dépenses en immobilisations prévues sont fondées sur des projections détaillées de la demande d'énergie, des conditions climatiques et des coûts de la main-d'œuvre et du matériel, ainsi que sur d'autres facteurs, y compris la conjoncture économique, qui pourraient varier et entraîner un écart entre les dépenses réelles et les dépenses prévues.

Rapport de gestion

Le tableau qui suit présente une ventilation des dépenses en immobilisations consolidées brutes prévues par secteur et par catégorie d'actifs pour 2011.

Dépenses en immobilisations consolidées brutes prévues ¹⁾

Exercice prenant fin le 31 décembre 2011

(en millions \$)	Sociétés Terasen Gas	Fortis Alberta ²⁾	Fortis BC	Newfoundland Power	Autres entreprises de services publics d'électricité réglementés au Canada	Total – Entreprises de services publics réglementés au Canada	Entreprises de services publics d'électricité réglementés dans les Caraïbes	Entreprises de services publics non réglementés ³⁾	Fortis Properties	Total
Production	–	–	19	9	2	30	20	183	–	233
Transport	92	–	31	6	3	132	10	–	–	142
Distribution	105	286	31	50	35	507	36	–	–	543
Installations, matériel, véhicules et divers	67	119	14	4	2	206	16	–	27	249
Technologies de l'information	17	15	4	4	4	44	1	–	–	45
Total	281	420	99	73	46	919	83	183	27	1 212

¹⁾ Se rapportent aux paiements au comptant prévus visant l'acquisition ou la construction d'immobilisations de services publics, de biens productifs et d'actifs incorporels comme il est présenté dans l'état consolidé des flux de trésorerie. Comprennent les coûts prévus d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, pour les services publics dont les dépenses de ce type sont admises dans la base tarifaire de 2011.

²⁾ Comprennent les paiements prévus à verser à l'AESO relatifs aux projets d'investissement dans le transport.

³⁾ Comprennent les dépenses en immobilisations prévues des actifs de production non réglementés, principalement liées à l'Expansion Waneta, et du siège social.

La répartition en pourcentage des dépenses en immobilisations brutes consolidées, réelles pour 2010 et prévues pour 2011, entre la croissance, le maintien et les autres utilisations se présente comme suit :

Dépenses en immobilisations consolidées brutes

Exercice clos le 31 décembre

(%)	Coûts réels 2010	Coûts prévus 2011
Croissance	51	47
Maintien ¹⁾	29	28
Autres utilisations ²⁾	20	25
Total	100	100

¹⁾ Dépenses en immobilisations nécessaires au maintien et à l'amélioration du rendement, à la fiabilité et à la sécurité des actifs de production et de transport et distribution.

²⁾ Se rapportent aux installations, au matériel, aux véhicules, aux systèmes de technologie de l'information et autres actifs, notamment aux dépenses en immobilisations relatives à l'infrastructure de comptage automatisé et aux projets d'investissement de l'AESO dans le transport à FortisAlberta, et au projet interne d'amélioration du service à la clientèle de TGI.

Le tableau qui suit présente un sommaire des principaux projets d'investissement de 2010 et 2011.

Principaux projets d'investissement ¹⁾

(en millions \$)	Société	Nature du projet	Avant 2010	Coûts réels 2010	Coûts prévus 2011	Coûts prévus d'achèvement après 2011	Année prévue d'achèvement
Sociétés Terasen Gas		Installation de stockage de GNL – île de Vancouver	118	58	34	–	2011
		Projet d'amélioration du service à la clientèle	3	30	67	10	2012
		Projet de restauration de la rive sud du bras sud du fleuve Fraser	9	12	14	–	2011
FortisAlberta		Technologie de comptage automatisé	75	37	14	–	2011
		Programme de gestion des poteaux	39	21	27	196	2019
FortisBC		Projet de renforcement de la ligne de transport de l'Okanagan	29	57	20	–	2011
		Projets de transport	83	11	–	15	2010/2015
		Programme de mise à niveau et de prolongation de durée de vie des actifs de production	30	15	15	4	2012
Fortis Turks and Caicos		Trois nouvelles unités de production alimentées au diesel de 9 MW	–	15	8	13	2011/2016
Société Waneta		Expansion Waneta	–	75	182	643	2015

¹⁾ Se rapportent aux dépenses en immobilisations de services publics et en actifs incorporels, jumelées aux intérêts capitalisés et à la composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction

TGVI poursuit la construction de l'installation de stockage de GNL approuvée par la BCUC. La construction a commencé en 2008 et devrait être achevée au cours du deuxième trimestre de 2011, et l'installation devrait entrer en service plus tard au cours de l'exercice. Le coût en capital total de ce projet est estimé à environ 210 millions \$.

En février 2010, la BCUC a approuvé la demande de TGI visant à internaliser des éléments essentiels de ses services clients et à mettre en place un nouveau système d'information sur la clientèle, sous réserve de l'acceptation par la société d'une condition de partage des risques liés aux coûts prévoyant que TGI partagera à parts égales avec sa clientèle tous les coûts ou les économies excédant un écart positif ou négatif de 10 % par rapport au coût total approuvé du projet. Le projet d'amélioration du service à la clientèle devrait être mis en œuvre avec prise d'effet en janvier 2012, à un coût total prévu d'environ 110 millions \$.

Le projet de restauration de la rive sud du bras sud du fleuve Fraser a été approuvé par la BCUC en mars 2009 et comprend l'installation et le remplacement de certaines traversées submergées du pipeline qui comportent un risque de rupture dans l'éventualité d'un séisme de grande magnitude. Au cours de 2010, des difficultés sont survenues avec un des appareils de forage dirigé, retardant l'avancement du projet, qui devrait maintenant entrer en service en 2011 plutôt qu'en 2010, comme il était initialement prévu, pour un coût total estimatif d'environ 35 millions \$.

Au cours de 2010, FortisAlberta a poursuivi les travaux de remplacement des anciens compteurs par des compteurs automatisés (technologie AMI). Le coût en capital du projet de compteurs automatisés devrait être d'environ 126 millions \$ (excluant le programme pilote), et le projet sera essentiellement achevé d'ici la fin de mars 2011. Pour plus de renseignements sur ce projet, voir la rubrique intitulée « Principales décisions et demandes réglementaires – FortisAlberta » du présent rapport de gestion.

FortisAlberta a créé un programme de gestion de poteaux visant le remplacement de 80 000 anciens poteaux afin de prévenir le risque de défaillance en raison de leur âge. Un montant d'environ 283 millions \$ devrait être affecté à cette mesure de gestion des poteaux, qui devrait se prolonger jusqu'en 2019.

Le projet de renforcement de la ligne de transport de l'Okanagan de FortisBC, approuvé par la BCUC, a commencé en 2009. Le projet vise la mise à niveau des lignes de transport aériennes existantes entre Penticton et le lac Vaseux, près d'Oliver, qui passeront de 161 kilovolts (« kV ») à une ligne double de 230 kV, de même que la construction d'une nouvelle sous-station de 230 KV dans la région d'Oliver. Le total des coûts du projet est estimé à 106 millions \$, et l'achèvement est prévu pour le milieu de 2011.

Les travaux se poursuivent sur les réseaux de transport et distribution de FortisBC. Une nouvelle sous-station dans la région du centre de Kelowna devrait être construite entre 2013 et 2015 en réponse à la croissance de la charge et aux besoins en termes de fiabilité. D'un coût estimatif de quelque 15 millions \$, ce projet est assujéti à une approbation réglementaire.

Depuis 1998, les centrales hydroélectriques de FortisBC ont fait l'objet d'un programme de mise à niveau et de prolongation de la durée de vie des actifs de production. Le matériel nouvellement installé devrait rehausser la fiabilité et l'efficacité, alors que l'utilisation de composants standard devrait contribuer à la réduction des dépenses futures de maintenance et en immobilisations. Des dépenses d'environ 19 millions \$, approuvées par la BCUC, devraient être effectuées en 2011 et en 2012.

Fortis Turks and Caicos a une convention avec un fournisseur pour l'achat de deux unités de production alimentées au diesel, chacune d'une capacité de 9 MW. La première unité a été livrée en mai 2010 et est entrée en service en janvier 2011, et la deuxième unité a été livrée en février 2011. La livraison d'une unité additionnelle de 9 MW est prévue pour 2016. Le coût total des trois unités est estimé à environ 36 millions \$.

En octobre 2010, la Société, en partenariat avec CPC/CBT, a conclu des accords définitifs pour construire l'Expansion Waneta de 335 MW à un coût estimatif d'environ 900 millions \$. La centrale est située près du barrage Waneta et des installations sur la rivière Pend d'Oreille, au sud de Trail, en Colombie-Britannique. CPC/CBT sont deux entités en propriété exclusive du gouvernement de la Colombie-Britannique. Fortis a une participation donnant le contrôle de 51 % dans la société Waneta et exploitera et maintiendra l'Expansion Waneta lorsqu'elle démarrera ses activités, soit au printemps 2015. SNC-Lavalin a obtenu un contrat d'environ 590 millions \$ pour la conception et la construction de l'Expansion Waneta. La construction a commencé en novembre 2010, et environ 75 millions \$ ont été engagés dans le projet d'immobilisations en 2010. L'Expansion Waneta sera incluse dans l'accord relatif à la centrale Canal et sera admissible aux droits énergétiques fixes et aux droits de capacité selon le débit d'eau moyen à long terme, ce qui réduira beaucoup le risque hydrologique associé au projet. La production d'environ 630 GWh (associée à la capacité requise dans la production de cette énergie) pour l'Expansion Waneta sera vendue à BC Hydro dans le cadre d'un contrat d'achat d'énergie à long terme. L'excédent de capacité, à hauteur de 234 MW sur une base annuelle moyenne, sera vendu à FortisBC dans le cadre d'un contrat d'achat de capacité à long terme, qui a été approuvé par la BCUC en septembre 2010.

Au cours des cinq prochains exercices, les dépenses en immobilisations consolidées brutes devraient atteindre environ 5,5 milliards \$. À peu près 63 % des dépenses en immobilisations devraient être engagées par les entreprises de services publics réglementés d'électricité, FortisAlberta et FortisBC en tête. Environ 20 % des dépenses en immobilisations devraient être engagées par les entreprises de services publics de gaz réglementés et 17 %, par des exploitants non réglementés. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés sont assujétiées à une approbation réglementaire.

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 ou pour les versements de dividendes à Fortis. Des emprunts sur les facilités de crédit peuvent être nécessaires de temps à autre pour répondre aux besoins saisonniers de fonds de roulement. On prévoit également que les programmes d'investissement des filiales seront financés par une combinaison d'emprunts sur les facilités de crédit, d'injections de capitaux 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 d'investissement des filiales et pour financer des acquisitions devraient être pourvus grâce à une combinaison d'emprunts sur la facilité de crédit confirmée 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 la réception des paiements au comptant des filiales, il peut arriver que la Société fasse des emprunts sur sa facilité de crédit confirmée afin de soutenir le service de la dette et le versement des dividendes.

Les filiales prévoient être en mesure d'obtenir les fonds nécessaires au financement de leurs programmes d'investissement de 2011.

La direction prévoit que les échéances et les remboursements de la dette à long terme consolidée se chiffreront à près de 60 millions \$ en 2011 pour une moyenne annuelle d'environ 250 millions \$ au cours des cinq prochains exercices. Ensemble, les facilités de crédit disponibles et le volume annuel relativement faible des échéances et des remboursements de la dette procureront à la Société et à ses filiales une flexibilité pour choisir le moment de leurs appels aux marchés financiers. Pour en savoir plus sur le risque lié aux sources de financement et à la situation de trésorerie, se reporter à la rubrique « Gestion du risque d'affaires – Risque lié aux sources de financement et à la situation de trésorerie » du présent rapport de gestion.

Par suite de la décision finale rendue en juin 2008 par l'organisme de réglementation de Belize Electricity relativement à la demande de tarif pour 2008-2009, Belize Electricity 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 de la Banque de développement des Caraïbes, qui totalisaient 5 millions \$ (9 millions \$ BZ) au 31 décembre 2010.

Comme les actifs hydroélectriques et les droits d'usage de l'eau de la société Exploits ont été cédés en garantie du prêt à terme de la société Exploits, l'expropriation de ces actifs et de ces droits par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a créé un cas de défaut en vertu des modalités du prêt. Le prêt à terme est sans recours contre Fortis et s'élevait à environ 58 millions \$ au 31 décembre 2010 (59 millions \$ au 31 décembre 2009). Les prêteurs n'ont pas exigé un remboursement anticipé du prêt à terme. Les remboursements prévus sur le prêt à terme sont effectués par Nalcor Energy, société d'État qui agit à titre d'agent du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador en ce qui a trait aux questions d'expropriation. Pour plus de renseignements sur la société Exploits, se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques – Éventualités » du présent rapport de gestion.

Au 31 décembre 2010, Fortis et ses filiales respectaient leurs clauses restrictives, à l'exception de certaines dettes de Belize Electricity et de la société Exploits décrits ci-dessus, et devraient continuer de le faire en 2011.

Facilités de crédit

Au 31 décembre 2010, Fortis et ses filiales avaient des facilités de crédit consolidées d'environ 2,1 milliards \$, dont environ 1,4 milliard \$ étaient inutilisés, y compris une tranche inutilisée de 435 millions \$ de la facilité de crédit renouvelable confirmée de 600 millions \$ de la Société. Les facilités de crédit sont presque toutes conclues auprès des sept plus grandes banques canadiennes, aucune banque ne détenant plus de 25 % de ces facilités.

Le coût des facilités de crédit renouvelées ou prorogées a augmenté en raison de la conjoncture économique actuelle; toutefois, une hausse des intérêts débiteurs ou des frais ne devrait avoir aucune incidence importante sur les résultats financiers consolidés de la Société en 2011. Une tranche d'environ 2,0 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées, dont la majeure partie vient à échéance entre 2012 et 2013.

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

Facilités de crédit

(en millions \$)	Siège social et autres	Entreprises de services publics réglementés	Fortis Propriétés	Total au 31 décembre 2010	Total au 31 décembre 2009
Total des facilités de crédit	645	1 451	13	2 109	2 153
Facilités de crédit utilisées :					
Emprunts à court terme	–	(351)	(7)	(358)	(415)
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an	(165)	(53)	–	(218)	(208)
Lettres de crédit en cours	(1)	(122)	(1)	(124)	(100)
Facilités de crédit inutilisées	479	925	5	1 409	1 430

Aux 31 décembre 2010 et 2009, certains emprunts sur les facilités de crédit de la Société et de ses filiales étaient classés dans la dette à long terme. Ces emprunts ont été effectués sur les facilités de crédit confirmées 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 2009 et le 31 décembre 2010 sont décrites ci-après. La nature et les modalités des facilités de crédit en cours au 31 décembre 2010 sont détaillées à la note 28 afférente aux états financiers consolidés de 2010.

En février 2010, Maritime Electric a renouvelé sa facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 50 millions \$, qui vient à échéance chaque année en mars. Au cours du deuxième trimestre de 2010, Maritime Electric a haussé sa facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 10 millions \$.

En avril 2010, FortisBC a modifié sa convention de facilité de crédit après avoir obtenu une prolongation de l'échéance de sa facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$, dont une tranche de 100 millions \$ vient maintenant à échéance en mai 2013 et une tranche de 50 millions \$ échoit maintenant en mai 2011.

En mai 2010, TGVI a obtenu une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 300 millions \$ d'une durée de deux ans, pour remplacer sa facilité de crédit de 350 millions \$ qui devait arriver à échéance en janvier 2011. Les modalités de la nouvelle facilité de crédit de 300 millions \$ sont pratiquement les mêmes que celles de l'ancienne facilité de 350 millions \$, sauf pour ce qui est d'une hausse de prix reflétant les conditions générales actuelles du marché.

En août 2010, Newfoundland Power a renégocié et modifié sa facilité de crédit confirmée non garantie de 100 millions \$, obtenant le report de l'échéance de sa facilité d'août 2011 à août 2013. La facilité de crédit modifiée reflète une hausse de prix attribuable aux conditions générales actuelles du marché, mais, pour le reste, elle contient des modalités semblables à celles de l'ancienne facilité de crédit.

ARRANGEMENTS HORS BILAN

Au 31 décembre 2010, la Société n'avait aucun arrangement hors bilan, à l'exception de lettres de crédit en cours de 124 millions \$, tel 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, la disponibilité ou les besoins de sources de capitaux.

GESTION DES RISQUES 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 lié à la réglementation. Chacune des entreprises de services publics réglementés de la Société est assujettie à une forme quelconque de réglementation qui pourrait avoir une incidence sur les produits et le bénéfice futurs. La direction de chacune des entreprises de services publics a la responsabilité de travailler en étroite collaboration avec ses organismes de réglementation et l'administration gouvernementale locale afin d'assurer tant le respect des règlements actuels que le traitement proactif de toute question réglementaire.

En 2010, environ 93 % (93 % en 2009) des produits d'exploitation de la Société ont été tirés des activités de services publics réglementés et environ 87 % du bénéfice d'exploitation de la Société, avant charges du siège social et autres charges, montant net, ont résulté des activités de services publics réglementés (88 % en 2009). Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont sujettes aux incertitudes auxquelles sont habituellement confrontées les entités réglementées, qui entourent notamment les approbations des organismes de réglementation des tarifs de gaz et d'électricité compétents, 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 et, dans le cas de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos, le renouvellement des licences. En général, la capacité de ces entreprises de services publics de recouvrer les coûts réels de la prestation des services et de faire approuver les RCP ou les RAB dépend de la réalisation des prévisions établies dans les processus d'établissement des tarifs. La mise à niveau des infrastructures de gaz naturel et d'électricité et les ajouts à ces infrastructures requièrent l'approbation des organismes de réglementation sous la forme d'une autorisation des plans d'investissement ou d'une autorisation réglementaire des besoins en revenus aux fins de l'établissement des tarifs d'électricité et de gaz naturel, qui tient compte de l'incidence des dépenses en immobilisations sur la base tarifaire ou sur le coût du service.

Rien ne garantit que les projets d'investissement que les entreprises de 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. Par conséquent, des coûts pourraient être engagés avant d'obtenir une approbation des besoins en revenus.

Les demandes de tarifs fondées sur les besoins en revenus peuvent faire l'objet soit d'un règlement négocié, soit d'un processus d'audiences publiques. Rien ne garantit que les ordonnances tarifaires délivrées permettront aux entreprises de services publics de la Société de récupérer tous les coûts effectivement engagés et de dégager les taux de rendement prévus ou justes. Le défaut d'obtenir des ordonnances tarifaires autorisant des tarifs acceptables pourrait avoir une incidence négative sur les affaires de ces entreprises de services publics, sur la mise en chantier ou l'échéancier des projets d'investissement prévus, sur les notes attribuées par les agences de notation de crédit, 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 entreprises de services publics de la Société.

Fortis considère que le cadre réglementaire de la plupart des territoires où elle exerce ses activités est juste et équilibré. Toutefois, en raison de l'issue de la décision finale de juin 2008 de la PUC, les difficultés de nature réglementaire ont persisté à Belize Electricity, faisant obstacle à la capacité de ce service public de générer un rendement juste et raisonnable en 2010. Belize Electricity a contribué 1,5 million \$ au bénéfice consolidé de Fortis en 2010, comparativement à une prévision de 10 millions \$ dans le cours normal des activités. Pour une analyse plus poussée des questions réglementaires touchant Belize Electricity, voir la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation – Principales décisions et demandes réglementaires – Belize Electricity » du présent rapport de gestion.

Tous les services publics réglementés de la Société exercent leurs activités selon une méthode fondée sur le coût du service. FortisBC est aussi assujettie à un mécanisme de TAR se prolongeant jusqu'en 2011, prévoyant la possibilité, pour l'entreprise de services publics, de générer un rendement excédant le RCP autorisé établi par la BCUC. À l'expiration du mécanisme de TAR, il n'est pas certain qu'un nouveau mécanisme de TAR sera établi ni, le cas échéant, quelles seront les modalités particulières de tout mécanisme de TAR renouvelé. Le mécanisme de TAR de TGI est venu à échéance à la fin de 2009, avec son élimination progressive sur deux ans, et l'accord de règlement négocié approuvé par la BCUC à l'égard des besoins en revenus de TGI pour 2010 et 2011 ne prévoyait pas de nouveau mécanisme de TAR pour 2010 et 2011. En vertu des accords de règlement négociés pour 2010 et 2011, certaines variations du coût du service sont assujetties au traitement en compte de report et les soldes sont au risque de chaque société.

Pour des renseignements additionnels sur la nature de la réglementation et les diverses questions réglementaires se rapportant aux entreprises de services publics de la Société, voir la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » du présent rapport de gestion.

Risques d'exploitation et de maintenance : Les sociétés Terasen Gas sont exposées à divers risques d'exploitation, comme les fuites dans les pipelines, l'endommagement accidentel 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 ou des fuites, et tout autre accident mettant en cause du gaz naturel qui pourrait occasionner des pannes importantes de l'exploitation ou des passifs environnementaux considérables. Les sociétés Terasen Gas ont mis en place des programmes d'évaluation exhaustive des risques liés aux installations, de gestion de l'intégrité des pipelines et de prévention des dommages ainsi que des systèmes de sécurité des pipelines à titre de mesures préventives destinées à atténuer les risques de bris d'un pipeline ou d'une autre perte d'intégrité du réseau. 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 feux de forêt, d'inondations, d'emportements par les eaux, de glissements de terrain, d'avalanches et de désastres naturels similaires. Les sociétés Terasen Gas, FortisBC et les activités de la Société dans la région des Caraïbes sont exposées à un risque de pertes attribuables aux tremblements de terre. 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 en vue de récupérer les coûts par une hausse des tarifs afin de contrebalancer la perte. Cependant, rien ne garantit que l'organisme de réglementation approuverait une telle demande, en partie ou en totalité. Se reporter à 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 la maintenance, des améliorations et des remplacements continus. En conséquence, pour assurer le rendement continu des biens matériels, les entreprises de 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 entreprises de services publics pour voir à la maintenance, à l'amélioration et au remplacement des immobilisations, l'incapacité des entreprises de 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 de maintenance, pourraient avoir une incidence considérable sur l'exploitation des entreprises de services publics.

Les entreprises de services publics de la Société conçoivent constamment des programmes d'investissement et évaluent les dépenses d'exploitation et de maintenance 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 le coût du service et le matériel, les exigences réglementaires, les approbations des besoins en 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 les organismes de réglementation approuveront le recouvrement des coûts additionnels dans les tarifs futurs imposés à la clientèle. Toutefois, il est habituellement considéré comme probable que les coûts engagés de manière prudente pourront être recouverts dans les tarifs imposés à la clientèle. Cependant, l'incapacité des entreprises de services publics de recouvrer des coûts additionnels pourrait avoir une incidence importante sur leur situation financière et leurs résultats d'exploitation.

Dépassement de coûts des projets d'investissement et risque lié au financement des activités non réglementées de la Société : Dans ses activités non réglementées, Fortis assume généralement le risque lié aux dépassements de coûts des projets d'investissement, y compris les hausses de coûts associées à une charge de financement accrue, à des retards par rapport au calendrier et à un rendement moins élevé que prévu. En revanche, lorsqu'ils sont engagés de manière prudente par les entreprises de services publics réglementés, ces dépassements de coûts peuvent habituellement être recouverts dans les tarifs imposés à la clientèle à titre d'élément du coût du service. Le budget de coûts des projets d'investissement est établi en partie d'après des estimations qui dépendent d'un nombre d'hypothèses, notamment la situation économique future; la productivité; le rendement des employés et la performance des entrepreneurs,

des sous-traitants ou des fournisseurs d'équipement; les prix; la disponibilité de la main-d'œuvre, des équipements et des matières ainsi que d'autres exigences qui peuvent avoir une incidence sur les coûts ou le calendrier des projets, comme l'obtention en temps opportun des permis environnementaux, des licences et des approbations requis. Le risque lié au dépassement de coûts est atténué moyennant une approche contractuelle, une surveillance régulière et proactive des projets par des employés ayant des connaissances spécialisées et un examen régulier assuré par la haute direction. Les dépassements de coûts et les délais d'achèvement des projets peuvent aussi se produire par suite de circonstances imprévues. Le coût du financement des projets d'investissement d'envergure dépend de la conjoncture des marchés financiers, ce qui peut donner lieu à des coûts de financement plus élevés que ceux initialement estimés.

Conjoncture économique : Pour la Société, comme pour toute entreprise de services publics, la situation économique des territoires qu'elle sert se répercute sur ses ventes d'énergie. Les ventes d'énergie sont touchées par des facteurs économiques tels que 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 des sociétés Terasen Gas, le niveau des mises en chantier d'immeubles d'habitation continue de dépasser celui des maisons unifamiliales. Or, le gaz naturel est moins utilisé dans les immeubles d'habitation. Par conséquent, la croissance des volumes de distribution de gaz pourrait s'en trouver diminuée. Dans les Caraïbes, le niveau et les variations du tourisme et des activités connexes, qui sont étroitement liés à la conjoncture économique, rejaillissent sur les ventes d'électricité, puisqu'elles touchent la demande d'électricité des grands hôtels et des immeubles d'habitation en copropriété qui sont desservis par les entreprises de services publics réglementés de la Société dans cette région.

Habituellement, la hausse des prix de l'énergie peut entraîner une baisse de la consommation. Néanmoins, les activités d'exploration et de production de gaz naturel et de pétrole brut dans certains territoires desservis par la Société sont étroitement liées aux prix du gaz naturel et du pétrole brut. Le niveau de ces activités, qui tend à augmenter en fonction de la hausse des prix de l'énergie, peut avoir une incidence sur la demande d'énergie et réduire les ventes d'énergie locales dans certains territoires desservis par la Société.

Une dégradation prolongée de la conjoncture économique amènerait probablement une baisse de la demande d'énergie après un certain temps. La nature réglementée des entreprises de 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 conjoncture économique peut avoir sur le bénéfice tiré des services publics. Toutefois, un repli marqué et prolongé de la conjoncture économique pourrait avoir une incidence notable sur les entreprises de services publics, malgré les mesures réglementaires permettant de compenser la baisse de la demande. Par exemple, une forte baisse de la demande d'énergie dans les territoires de service de la Société pourrait provoquer une diminution des dépenses en immobilisations qui, à son tour, se répercuterait sur la base tarifaire et la croissance du bénéfice.

Outre l'incidence d'une baisse de la demande d'énergie, un repli prolongé de l'économie pourrait entraver la capacité de la clientèle à payer pour le gaz et l'électricité consommés, ce qui aurait une incidence sur le classement par échéance et le recouvrement des comptes clients des entreprises de services publics.

Fortis a aussi des investissements dans des espaces de bureaux d'affaires et de commerces de détail et des propriétés hôtelières. 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 8 % par année en moyenne pour les cinq prochains exercices. Environ 55 % du bénéfice d'exploitation de Fortis Properties ont été tirés des investissements hôteliers en 2010 (55 % en 2009). En 2010, les produits tirés des propriétés hôtelières comparables de la division hôtelière de Fortis Properties ont augmenté. La crise économique qui perdure dans certaines régions d'exploitation et l'augmentation de l'offre dans divers marchés nuiront à la croissance des produits en 2011. On estime qu'une baisse de 10 % des produits 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 une de 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 du crédit 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 suffiront pas à 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 rembourser la dette existante et financer les dépenses en immobilisations.

La Société et ses entreprises de services publics réglementés actuellement notées sont exposées 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 entreprises de services publics. Une modification des notes pourrait avoir une incidence sur l'accès aux diverses sources de capitaux et engendrer une hausse ou une baisse des frais financiers de la Société et de ses entreprises de services publics. De plus, une baisse importante des notes de crédit de TGI ou de Terasen pourrait entraîner des rappels de marges et de nouveaux besoins de liquidités en vertu des contrats d'achat de gaz naturel et de dérivés sur gaz naturel de TGI. Comme il est analysé à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Structure du capital » du présent rapport de gestion, S&P a confirmé, en décembre 2010, la note à long terme de la Société et des titres de créances non garantis, et DBRS a rehaussé la note de crédit des titres de créance non garantis de la Société, qui est passée de BBB (élevé) à A (bas) en octobre 2010. En 2010, les seules modifications apportées aux notes de crédit des entreprises de services publics actuellement notées de la Société concernaient les notes de FortisBC et Maritime Electric. Moody's a rehaussé la note de crédit des titres de créance non garantis de premier rang de FortisBC, qui est passée de Baa2 à Baa1, et DBRS a rehaussé la note de crédit des débentures garanties et non garanties de FortisBC, qui est passée de BBB (élevé) à A (bas). S&P, toutefois, a abaissé la note des titres de créance garantis de premier rang de Maritime Electric,

la faisant passer de A à A-, et a révisé la note de recouvrement sur la dette, la faisant passer de « 1+ » à « 1 ». Fortis et ses entreprises de services publics ne prévoient pas que les agences de notation procéderont à des déclassements importants à court terme. Toutefois, la crise financière mondiale a provoqué une certaine critique des agences de notation et de leurs critères, ce qui pourrait entraîner une modification des pratiques et des politiques de notation du crédit.

Malgré la volatilité des marchés financiers mondiaux au cours des récentes années, la Société et ses entreprises de services publics ont réussi à mobiliser des capitaux à long terme à des taux raisonnables. La volatilité des marchés financiers mondiaux peut faire monter le coût de mobilisation de capital à long terme et avoir un effet sur le moment des émissions de la Société et de ses entreprises de services publics. Bien que les coûts d'emprunt risquent de monter, la Société et ses entreprises de services publics prévoient continuer d'avoir un accès raisonnable à du capital à court et à moyen terme. Le coût des facilités de crédit récemment renouvelées et prorogées a augmenté et pourrait aussi augmenter à l'avenir. Par contre, la hausse des intérêts débiteurs et des frais n'a pas eu d'incidence importante sur les résultats financiers consolidés de la Société de 2010. Au cours de 2010, TGVI et Newfoundland Power ont renégocié leurs conventions de facilité de crédit respectives avant leur date d'échéance prévue, selon des modalités essentiellement semblables à celles des anciennes facilités de crédit, mais à un prix plus élevé reflétant les conditions générales actuelles du marché. En raison de leur nature réglementée, toute augmentation du coût d'emprunt pour les services publics peut être recouverte dans les tarifs imposés à la clientèle.

Dans le souci 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 combler les besoins saisonniers de fonds de roulement. La facilité de crédit confirmée de la Société est disponible pour le financement provisoire des acquisitions et pour les besoins généraux de la Société. La plupart des facilités de crédit confirmées des échéances en 2012 et 2013.

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 à la rubrique intitulée « Trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion et sous « Risque d'illiquidité » de la note 28 afférente aux états financiers consolidés de 2010.

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. Quoique 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, 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 sur les bénéfices de la volatilité des volumes, 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 de 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. Le bénéfice des sociétés Terasen Gas est à son niveau le plus élevé aux premier et quatrième trimestres.

La quantité d'électricité consommée par la clientèle peut varier de manière importante selon les conditions climatiques saisonnières et les phénomènes climatiques inhabituels ou violents. 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; toutefois, des températures plus élevées ou moins élevées que la normale peuvent avoir une incidence importante sur la demande de climatisation. 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.

Des conditions climatiques extrêmes pourraient pousser les autorités gouvernementales à rajuster les débits d'eau sur la rivière Kootenay où sont situés les barrages et installations connexes de FortisBC afin de protéger l'environnement. Ce rajustement pourrait avoir une incidence sur la quantité d'eau disponible pour la production des centrales de la société, ou des centrales exploitées par des parties engagées par contrat à fournir de l'énergie à FortisBC.

Malgré cette préparation aux rigueurs climatiques, les ouragans et d'autres catastrophes naturelles constitueront toujours un risque pour les entreprises de services publics. Toutefois, les changements climatiques peuvent se traduire par une augmentation de la sévérité et de la fréquence des désastres naturels touchant les territoires desservis par la Société.

Les actifs et le bénéfice de Belize Electricity, de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos et, dans une moindre mesure, de Newfoundland Power et de Maritime Electric, sont exposés à un risque d'ouragan. Les autres entreprises de services publics de la Société sont aussi exposées à des conditions climatiques extrêmes. Les risques climatiques sont gérés au moyen d'une assurance pour les actifs de production, 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 Belize Electricity pourrait en demander le recouvrement futur dans les tarifs imposés à la clientèle. En vertu de sa licence de transport et de distribution, Caribbean Utilities pourra demander d'imposer un tarif additionnel spécial à ses clients en cas de désastre tel qu'un ouragan. Bien qu'elle ne dispose pas d'un mécanisme particulier de recouvrement des coûts entraînés par un ouragan, Fortis Turks and Caicos peut demander une augmentation des tarifs imposés à la clientèle l'année suivante si son RAB réel est moins élevé que son 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. L'Expansion Waneta sera incluse dans l'accord modifié et mis à jour relatif à la centrale Canal et sera admissible aux droits énergétiques fixes et aux droits de capacité selon le débit d'eau moyen à long terme, ce qui réduira beaucoup le risque hydrologique associé au projet.

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, formées d'une combinaison de transactions physiques et financières, afin de réduire la volatilité des prix et de faire en sorte que les prix du gaz naturel demeurent concurrentiels par rapport aux tarifs d'électricité, dans la mesure du possible. 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 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 pour transférer le coût du gaz naturel dans les tarifs imposés à la clientèle sert à atténuer l'effet sur le bénéfice de la volatilité du coût du gaz naturel.

La plupart des entreprises de services publics réglementés d'électricité de la Société sont exposées 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'électricité achetée. Ce risque est grandement atténué grâce à la capacité des entreprises de services publics de transférer à la clientèle le coût du combustible et de l'électricité achetée dans les tarifs de base ou par des mécanismes de stabilisation tarifaire et autres mécanismes approuvés par les divers organismes de réglementation. La capacité de transférer le coût du combustible et de l'électricité achetée à la clientèle amenuise l'incidence sur le bénéfice de la variabilité du coût du combustible et de l'électricité achetée.

Rien ne garantit que les mécanismes actuellement approuvés par les organismes de réglementation permettant le transfert du coût du gaz naturel, du combustible et de l'électricité achetée resteront en place dans le futur. De plus, une augmentation marquée et prolongée des prix du gaz pourrait avoir une forte incidence sur les sociétés Terasen Gas, malgré les mesures réglementaires compensatoires en cas de variation abrupte de ces prix. L'incapacité des entreprises de services publics de transférer la totalité du coût du gaz naturel, du combustible ou de l'électricité achetée pourrait avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie des entreprises de 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, notamment des swaps de taux d'intérêt, des contrats de change à terme et des swaps et options sur gaz naturel, ne sont utilisés par la Société et ses filiales qu'aux fins de gestion du risque et ne sont pas utilisés ou détenus aux fins de négociation. Tous les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Si un instrument financier dérivé est désigné comme élément constitutif d'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 au moment 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 assujéti au traitement de report réglementaire. Ce montant doit être recouvré auprès des clients ou remboursé aux clients dans les tarifs futurs.

TGI et TGVI déposent chacune annuellement un plan de gestion du risque de prix afin d'obtenir l'approbation de leur plan de couverture de gaz naturel pour les trois et les cinq prochaines années respectivement pour TGI et TGVI. Au cours du troisième trimestre de 2010, la BCUC a refusé d'approuver le plan de gestion du risque de prix le plus récent déposé plus tôt en 2010 par les sociétés Terasen Gas et a ordonné aux sociétés de réviser les principaux objectifs de leur plan de gestion du risque de prix. Par conséquent, les sociétés Terasen Gas ont réalisé leur programme de couverture pour la saison hivernale en cours d'après les plans de gestion du risque de prix précédemment approuvés, mais n'ont pas utilisé de dérivés additionnels pour les périodes ultérieures. Par la suite, les sociétés Terasen Gas ont eu des pourparlers avec la BCUC à l'égard des objectifs et de la stratégie de couverture, et ont retenu les services d'un consultant afin de les aider à concevoir une stratégie de couverture améliorée. En janvier 2011, TGI a déposé les objectifs révisés de son plan de gestion du risque de prix auprès de la BCUC lié à son plan de couverture du gaz naturel et a aussi soumis un plan de gestion du risque de prix 2011-2014. TGVI prévoit déposer un plan de gestion du risque de prix mis à jour d'ici avril 2011.

Le bénéfice tiré des filiales étrangères autonomes de la Société 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 FortisUS Energy, de BECOL et de Fortis Turks and Caicos est le dollar américain. La valeur du dollar bélizien (\$ BZ) est fondée sur celle du dollar américain selon le rapport 2,00 \$ BZ pour 1,00 \$ US. Au 31 décembre 2010, une tranche de 590 millions \$ US de la dette à long terme (390 millions \$ US au 31 décembre 2009) de la Société était désignée comme couverture d'une tranche importante des investissements nets de la Société 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 contrebalance 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 2010, 99 % des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers étaient couverts (69 % au 31 décembre 2009).

On estime qu'une variation à la hausse ou à la baisse de 5 cents, ou 5 %, du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien par rapport au taux de change de 0,99 au 31 décembre 2010 se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse du bénéfice de base par action ordinaire de Fortis de 1 cent en 2011.

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 béliziens, 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 lié aux taux d'intérêt : En général, les taux de rendement autorisés des entreprises nord-américaines de services publics réglementés sont exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à long terme. Ces taux ont une incidence directe sur les taux de rendement autorisés lorsqu'ils sont appliqués aux mécanismes d'ajustement automatique du RCP au moyen d'une formule, ou indirecte lorsqu'un taux de rendement jugé approprié, compte tenu des tendances à long terme des taux d'intérêt, est établi par réglementation ou au moyen d'un processus de négociation. Les mécanismes d'ajustement automatique du RCP au moyen d'une formule fondée sur le rendement des obligations à long terme du Canada utilisées au cours des dernières années par les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power ont engendré de plus faibles RCP autorisés. Compte tenu de la baisse des taux d'intérêt à long terme, plusieurs organismes de réglementation au Canada ont révisé le coût du capital de nombreux services publics. En décembre 2009, la BCUC a rendu une décision approuvant l'augmentation des RCP autorisés de TGI et de FortisBC pour les porter respectivement à 9,50 % et 9,90 %. La BCUC a également statué que l'ancien mécanisme d'ajustement automatique du RCP n'aurait plus cours et que le RCP autorisé, établi en vertu de la décision de la BCUC, s'appliquera jusqu'à ce que le mécanisme soit passé en revue de façon plus approfondie par la BCUC. En novembre 2009, l'AUC a publié sa décision générale relative au coût du capital pour 2009. Cette décision approuvait l'augmentation du RCP autorisé pour toutes les entreprises de services publics de l'Alberta régies par l'AUC, y compris FortisAlberta, pour le porter à 9,00 %, et suspendait l'utilisation du mécanisme d'ajustement automatique du RCP. Le RCP autorisé de FortisAlberta de 9,00 % pour 2011 est jugé être provisoire jusqu'à l'issue d'une instance commencée par l'AUC pour revoir le calcul du RCP autorisé pour 2011 et pour établir si l'application d'une méthode de calcul du RCP fondée sur une formule à compter de 2012 est justifiée. En décembre 2009, la CEO a publié un rapport sur sa revue du coût du capital pour les entreprises de services publics en Ontario et a apporté des modifications au mécanisme d'ajustement automatique du RCP afin de réduire sa sensibilité aux variations du rendement des obligations du Canada, et comprenait un facteur additionnel rattaché aux obligations de sociétés de services publics. Le mécanisme d'ajustement automatique du RCP reste en vigueur pour Newfoundland Power pour au moins 2011 et 2012. Le mécanisme, néanmoins, s'est traduit par un recul du RCP autorisé pour Newfoundland Power pour 2011, qui est passé à 8,38 % contre 9,00 % en 2010.

La Société et ses filiales sont également exposées au risque de taux d'intérêt lié aux emprunts sur les facilités de crédit et aux titres de créance à long terme à taux variable. Cependant, 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 leurs facilités de crédit à taux variable aux fins de son recouvrement auprès des clients, ou de son remboursement aux clients, dans les tarifs futurs.

Au 31 décembre 2010, environ 81 % de la dette à long terme consolidée de la Société et de ses obligations liées aux contrats de location-acquisition 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 s'en trouve réduit à court et à moyen terme.

Le tableau suivant précise la nature des dettes consolidées de la Société au 31 décembre 2010.

Total de la dette

Au 31 décembre 2010	(en millions \$)	(%)
Emprunts à court terme	358	6,0
Facilités de crédit à taux variable utilisées classées comme dettes à long terme	218	3,6
Dette à long terme à taux variable et obligations liées aux contrats de location-acquisition (y compris la tranche échéant à moins de un an)	11	0,2
Dette à long terme à taux fixe et obligations liées aux contrats de location-acquisition (y compris la tranche échéant à moins de un an)	5 436	90,2
Total	6 023	100,0

Une variation des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence importante sur l'évaluation et la présentation de la juste valeur de la dette à long terme. La juste valeur de la dette à long terme consolidée de la Société en cours au 31 décembre 2010 est présentée 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 2010 est présentée à la note 28 afférente aux états financiers consolidés de 2010.

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, y compris les swaps et options sur gaz naturel. Les sociétés Terasen Gas traitent avec des institutions très solvables, conformément aux pratiques établies en matière d'approbation de crédit. Aucune contrepartie des sociétés Terasen Gas ne s'est trouvée en situation de défaut à leur égard en 2010, 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 réduit au minimum 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 : Rien ne garantit que le gaz naturel restera à un prix concurrentiel avantageux dans le futur comparativement à d'autres sources d'énergie. 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. Voir aussi les rubriques « Gestion du risque d'affaires – Risques liés à TGVI » et « Risques environnementaux » du présent rapport de gestion.

Approvisionnement en gaz naturel et en combustible : 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 des 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 engendrerait des coûts pour la réalimentation sécuritaire des clients.

Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos dépendent de tierces parties pour l'approvisionnement de la totalité de leurs besoins en combustible pour l'exploitation de leurs centrales alimentées au diesel. Une pénurie ou l'interruption de l'approvisionnement en combustible pourraient avoir une incidence importante sur les activités de ces entreprises de services publics.

Rendement des régimes de retraite à prestations déterminées et besoins de capitalisation : Terasen, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, FortisOntario, Algoma Power, Caribbean Utilities et Fortis ont des régimes de retraite à prestations déterminées à l'intention de certains de leurs employés. Environ 62 % du total des employés de ces entreprises de services publics participent à ces régimes.

Les régimes de retraite à prestations déterminées de la Société et de ses filiales dépendent de jugements portés dans le calcul actuariel de l'obligation au titre des prestations constituées et du coût net des régimes de retraite. Les principales hypothèses utilisées par la direction sont le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite et le taux d'actualisation utilisé pour évaluer l'obligation au titre des prestations constituées. Pour une analyse des principales estimations comptables relatives aux régimes de retraite à prestations déterminées, voir la rubrique intitulée « Estimations comptables critiques – Avantages sociaux futurs » du présent rapport de gestion.

Les obligations au titre des prestations constituées et le coût net des régimes de retraite s'y rapportant peuvent être influencés par la volatilité du marché des capitaux et du marché financier mondiaux. 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. Newfoundland Power et Terasen évaluent les actifs de leurs régimes de retraite à la valeur de marché comme le présente la note 3 afférente aux états financiers consolidés de 2010. Des fluctuations du marché ayant une incidence sur le rendement des actifs des régimes de retraite pourraient entraîner des écarts notables entre le rendement réel des actifs des régimes de retraite et le rendement à long terme présumé des actifs, ce qui pourrait entraîner des variations importantes entre les besoins futurs de capitalisation des régimes de retraite par rapport aux estimations actuelles, ainsi que des changements importants dans les coûts futurs nets des régimes de retraite.

Des fluctuations du marché ayant une incidence sur les taux d'actualisation, lesquels servent à évaluer les obligations au titre des prestations constituées à la date d'évaluation de chaque régime de retraite à prestations déterminées, peuvent entraîner des écarts importants entre les besoins de capitalisation futurs des régimes de retraite et les estimations actuelles ainsi que des variations importantes du coût net futur des régimes de retraite.

Il existe aussi un risque lié à l'incertitude inhérente au processus d'évaluation actuariel, puisque ce processus influe sur l'évaluation du coût net des régimes de retraite, des besoins de capitalisation futurs, de l'actif au titre des prestations constituées, du passif au titre des prestations constituées et de l'obligation au titre des prestations constituées.

Les risques susmentionnés sont atténués, du fait que toute augmentation ou diminution des besoins de capitalisation futurs des régimes de retraite ou du coût net des régimes de retraite des entreprises de 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, et pour Newfoundland Power, à compter de 2010, l'écart positif ou négatif entre le coût net réel des régimes de retraite et leur coût net prévu, dont le recouvrement dans les tarifs imposés à la clientèle a été approuvé pour l'exercice, est assujéti au traitement en compte de report pour recouvrement dans les tarifs futurs imposés à la clientèle, ou pour remboursement à cette dernière, sous réserve d'une approbation réglementaire. Les risques susmentionnés sont aussi atténués parce que les régimes de retraite à prestations déterminées de FortisAlberta, de Newfoundland Power et de FortisOntario n'acceptent plus de nouveaux participants.

Risques liés à TGVI : TGVI exerce ses activités sur le territoire de service de l'île de Vancouver, où les fournisseurs se livrent une concurrence pour les tarifs et dont le bassin de clientèle et les revenus sont actuellement suffisants pour permettre de récupérer le coût actuel du service. 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 prévoit la réception de redevances du gouvernement de la Colombie-Britannique qui couvrent en ce moment à peu près 20 % du coût du service. Ces redevances cesseront 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 de revenus accumulées, s'il y a lieu. Le solde impayé des prêts accordés sans intérêt par les gouvernements, actuellement traités comme une réduction de la base tarifaire, devrait être remboursé d'ici la fin de 2016. Au 31 décembre 2010, le solde impayé de ces prêts était de 49 millions \$. À mesure que la dette sera remboursée, la base tarifaire montera et fera augmenter

le coût du service et les tarifs imposés à la clientèle. Puisque la réception des redevances cessera et que le remboursement des prêts gouvernementaux commencera, la hausse des tarifs du gaz qui en résultera pour la clientèle, comparativement au prix de l'électricité ou d'une autre forme d'énergie, pourrait rendre le gaz moins concurrentiel sur l'île de Vancouver avec le temps.

Risques environnementaux : Les services publics de gaz et d'électricité de la Société sont exposés à des risques inhérents, dont le risque d'incendies, de contamination de l'air, du sol ou de l'eau par des substances dangereuses, l'émission de gaz naturel et les émissions découlant de la combustion du combustible nécessaire à la production d'électricité. 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 entreprises de services publics peuvent être tenues responsables des coûts d'extinction d'un incendie, de régénération de la forêt et de la valeur du bois ainsi que des réclamations d'un 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 de la remise en état de toute propriété contaminée, que cette contamination ait été réellement causée ou non par le propriétaire foncier. Le risque de contamination de l'air, du sol et de l'eau par les entreprises de services publics d'électricité a principalement trait au transport, à la manutention et au stockage d'importants volumes de combustible, à l'utilisation et à 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 de maintenance des entreprises de services publics, et aux émissions causées par la combustion du combustible pendant la production d'électricité, principalement pour les services publics de la Société dans les Caraïbes. Le risque de contamination de l'air, du sol ou de l'eau par les entreprises de 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 GES constitue la principale préoccupation environnementale des entreprises de 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, à la *Carbon Tax Act*, à la *Clean Energy Act*, à la *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act* et à la *Greenhouse Gas Reduction Targets Act*. Le plan énergétique, publié en 2007, représente une amélioration naturelle par rapport au plan antérieur, en mettant un accent prononcé sur le leadership environnemental, la conservation de l'énergie et l'efficacité énergétique, et l'investissement dans des projets novateurs. Plusieurs des principes du plan énergétique ont été intégrés au cadre réglementaire de la Colombie-Britannique lors de la modification de la loi intitulée *Utilities Commission Amendment Act, 2008* de la Colombie-Britannique et de l'adoption de la *Clean Energy Act*. La loi *Clean Energy Act*, qui établit une vision à long terme pour la province à titre de leader du développement d'énergie propre, énonce 16 objectifs énergétiques pour la Colombie-Britannique, notamment : produire 93 % de l'électricité de la Colombie-Britannique à partir de ressources propres ou renouvelables; prendre des mesures de gestion de la demande; conserver l'énergie afin de satisfaire d'ici 2020 au moins 66 % de la hausse prévue de la demande d'électricité touchant BC Hydro; et devenir un exportateur net d'électricité produite à partir de ressources propres ou renouvelables. Le plan énergétique a eu une influence directe sur l'élaboration par FortisBC de son plan de ressources et de ses demandes de conception des tarifs, déposés auprès de la BCUC en 2009. FortisBC et les sociétés Terasen Gas continuent d'évaluer et de surveiller l'incidence du plan énergétique et de la *Clean Energy Act* sur leurs activités futures. L'énergie qui sera produite par l'Expansion Waneta, en Colombie-Britannique, lorsqu'elle sera achevée, est conforme à l'objectif de la *Clean Energy Act* de réduire les émissions de GES. Selon le règlement portant sur les déclarations déjà en vigueur aux termes de la *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act*, les sociétés Terasen Gas devront déclarer les émissions de GES générées par leurs installations, en plus de les soumettre à un audit externe. En outre, les règlements qui sont en cours d'élaboration aux termes de cette loi devraient donner lieu à un marché d'échange de crédits de carbone, ce qui pourrait faire augmenter le coût du gaz naturel par rapport à celui d'autres carburants et rendre le gaz naturel plus concurrentiel.

La ratification par le Royaume-Uni de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques et du Protocole de Kyoto a été reconduite en 2007 et en 2003 respectivement aux îles Caïmans et au Belize. La convention-cadre vise une réduction des émissions de GES produits par certaines industries. Les gouvernements de ces pays n'ont pas encore publié les règles détaillées d'application du Protocole, de sorte que Caribbean Utilities et Belize Electricity ne peuvent encore évaluer l'incidence financière de la conformité au cadre du Protocole.

Parmi les principaux risques environnementaux inhérents aux activités de production hydroélectrique, mentionnons la création de cours d'eau artificiels, qui pourrait 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 électriques, 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 entreprises de services publics d'électricité pourraient être tenues 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 les organismes de réglementation n'en approuvaient pas le recouvrement dans les tarifs imposés à la clientèle, pourraient avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière des entreprises de services publics d'électricité.

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

La Société et ses filiales sont assujetties à de multiples lois, règlements et directives régissant la production, la gestion, le stockage, le transport, le recyclage et l'élimination des substances dangereuses et d'autres déchets et touchant autrement la protection de l'environnement. Divers événements pourraient entraîner des dommages à l'environnement et des coûts connexes, notamment des conditions climatiques violentes et des désastres naturels touchant les installations et le matériel, et une défaillance du matériel. Les coûts liés aux mesures de protection de l'environnement, à la conformité aux lois, règlements et directives en matière d'environnement ou aux dommages pourraient devenir 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. 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 divers territoires où elles exercent leurs activités. Au 31 décembre 2010, aucun passif environnemental important n'était comptabilisé dans les états financiers consolidés de 2010 de la Société, et la direction n'avait connaissance d'aucun passif environnemental important non comptabilisé. Les entreprises de 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 accueilleraient favorablement les demandes des entreprises de 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 entreprises de services publics.

Il est possible que, de temps à autre, la Société et ses filiales puissent faire l'objet d'ordonnances gouvernementales, d'enquêtes, de demandes d'information ou d'autres procédures se rapportant à des questions environnementales. Si de tels événements se produisent, ou si des modifications sont apportées aux lois, règlements et directives en matière d'environnement ou à leur application ou 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.

Chacune des entreprises de services publics de Fortis a un système de gestion environnementale, à l'exception de Fortis Turks and Caicos, qui devrait mettre en œuvre un tel système d'ici 2012. Les politiques environnementales constituent la clef de voûte du système de gestion environnementale, et énoncent les engagements qui suivent pour chaque entreprise de services publics et ses employés dans l'exercice sécuritaire et éco-responsable de leurs activités : i) respecter et se conformer à toutes les lois, législations, politiques, réglementations et normes reconnues en matière de protection environnementale; ii) gérer les activités de manière conforme aux pratiques de l'industrie et aux politiques environnementales à tous les niveaux de gouvernement; iii) déceler et gérer les risques afin de prévenir ou de réduire les conséquences néfastes découlant des activités, y compris la prévention de la pollution et la conservation des ressources naturelles; iv) surveiller et vérifier de façon régulière le système de gestion environnementale, et viser l'amélioration continue de la performance environnementale; v) établir et réviser régulièrement les objectifs, cibles et programmes environnementaux; vi) communiquer ouvertement avec les intervenants, et diffuser la politique environnementale de l'entreprise de services publics et les connaissances en matière de questions environnementales avec la clientèle, les employés, les contractants et le public en général; vii) soutenir les projets de la communauté axés sur l'environnement et y participer; viii) offrir une formation aux employés et aux personnes qui travaillent au nom de l'entreprise de services publics afin de permettre l'exercice éco-responsable de leurs activités; ix) travailler de concert avec les associations, les gouvernements et autres intervenants afin d'établir des normes environnementales appropriées aux activités de l'entreprise de services publics.

En 2010, les coûts directs liés à la protection environnementale, à la conformité, aux dommages et à la mise en œuvre des systèmes de gestion environnementale n'ont pas eu une incidence importante sur les résultats d'exploitation consolidés, les flux de trésorerie ou la situation financière de la Société. Toutefois, de nombreux coûts liés à la mise en œuvre des systèmes de gestion environnementale sont intégrés dans les programmes d'exploitation, de maintenance et d'immobilisations des entreprises de services publics et, par conséquent, ne peuvent être facilement identifiés.

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 réglementés d'électricité de la Société ne sont pas assurés, comme il est de règle en Amérique du Nord, puisque le coût de l'assurance n'est pas jugé économique. Les assurances comportent des limites de couverture ainsi que des clauses fixant un délai de présentation des demandes d'indemnisation et de découverte des sinistres. Il n'existe aucune garantie que les types de dommages subis par la Société et ses filiales seront couverts par ces assurances. Les entreprises de services publics réglementés de la Société déposeraient certainement des demandes auprès de leur organisme de réglementation respectif pour être autorisés à recouvrer les pertes ou les dommages au moyen d'une hausse des tarifs imposés à la clientèle. Cependant, rien ne garantit que l'organisme de réglementation approuverait une telle demande, en partie ou en totalité. 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 résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière de la Société et de ses filiales. En outre, s'il y avait 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 résultats d'exploitation, les flux de trésorerie 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 dans le futur une assurance adéquate à des tarifs jugés raisonnables, que les conditions de cette assurance demeureront aussi favorables que celles des arrangements existants ni que les sociétés d'assurance respecteront leurs obligations de paiement des réclamations.

Perte de licences et permis : L'acquisition, la possession et l'exploitation d'entreprises de services publics et d'actifs de gaz et d'électricité exigent de nombreux permis et licences, approbations et certificats de divers paliers gouvernementaux et organismes gouvernementaux. Les entreprises de services publics réglementés et les activités de production non réglementée de la Société pourraient ne pas être en mesure d'obtenir ou de conserver la totalité des approbations réglementaires nécessaires. S'il survenait un délai dans l'obtention de toute approbation réglementaire, 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 naturel et d'électricité pourraient être entravées ou entraîner des coûts additionnels, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur les filiales de la Société.

La capacité de FortisBC de produire de l'électricité à partir de ses installations sur la rivière Kootenay et de recevoir son admissibilité à l'énergie aux termes de la convention de la centrale Canal modifiée et refondue, en date du 1^{er} juillet 2005, dépend du maintien de ses permis d'exploitation hydraulique émis en vertu de la loi de la Colombie-Britannique intitulée *Water Act*. De plus, les débits d'eau sur la rivière Kootenay sont régis par les modalités du Traité du fleuve Columbia intervenu entre le Canada et les États-Unis. Les autorités

gouvernementales au Canada et aux États-Unis peuvent, en vertu du Traité, réguler les débits d'eau pour protéger les valeurs environnementales d'une manière qui pourrait nuire à la quantité d'eau disponible pour la production d'électricité.

Perte du territoire de service : FortisAlberta approvisionne une clientèle qui réside dans diverses municipalités sur les territoires qu'elle dessert. De temps à autre, des autorités municipales de l'Alberta envisagent de créer leur propre réseau de distribution d'électricité en achetant les actifs de FortisAlberta 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 loi albertaine intitulée *Municipal Government Act*. En vertu de loi albertaine intitulée *Hydro and Electric Energy Act*, 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, la *Hydro and Electric Energy Act* (Alberta) prévoit une compensation, comprenant le paiement, en contrepartie des 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.

Pour FortisAlberta, l'achat par une municipalité de ses actifs de distribution aurait comme conséquence l'érosion de sa base tarifaire, ce qui aurait pour effet de diminuer le capital sur lequel FortisAlberta est autorisée à générer 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 des municipalités choisissent d'acheter les actifs de distribution se trouvant sur leur territoire. La perte qui en résulterait pourrait avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière de FortisAlberta.

Voir aussi la rubrique « Principales décisions et demandes réglementaires – FortisAlberta » du présent rapport de gestion pour des renseignements additionnels sur le risque de perte d'un territoire de service.

Transition vers de nouvelles méthodes comptables : Fortis a entamé un plan d'adoption des PCGR des États-Unis, plutôt que les IFRS, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012. Le plan du projet est présenté à la rubrique intitulée « Modifications comptables futures » du présent rapport de gestion.

Fortis prévoit devenir un émetteur assujéti à la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis d'ici le 31 décembre 2011 et, par conséquent, être admissible à la préparation et au dépôt de ses états financiers selon les PCGR des États-Unis aux fins de la conformité aux exigences comptables et réglementaires en matière de présentation de l'information au Canada avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012. Fortis a entamé une analyse intensive des principales différences de méthodes comptables entre les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis, et de l'incidence possible de ces différences sur la présentation future de ses informations financières.

Le bénéfice d'exploitation des activités à tarifs réglementés de la Société constitue environ 87 % du total du bénéfice d'exploitation de 2010. Fortis prévoit que le bénéfice comptabilisé en vertu des PCGR des États-Unis se rapprochera étroitement de celui comptabilisé selon les PCGR du Canada, principalement en raison de la capacité continue de comptabiliser les actifs et passifs réglementaires. Une analyse plus poussée est nécessaire afin de confirmer et de quantifier l'incidence possible sur la présentation de l'information financière de l'adoption des PCGR des États-Unis, y compris toute différence de méthode comptable qui aura un effet sur le bénéfice comptabilisé par les activités non réglementées de la Société.

Si la Société ne réussit pas à devenir une entité assujéti à la SEC d'ici le 31 décembre 2011, elle sera tenue d'adopter les IFRS avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012. En l'absence d'une norme comptable à l'égard des activités à tarifs réglementés établie par l'IASB, la conversion aux IFRS entraînerait vraisemblablement la sortie du bilan d'une partie, sinon de la totalité, des actifs et des passifs réglementaires de la Société, et pourrait entraîner une grande volatilité du bénéfice consolidé de la Société comptabilisé selon les IFRS, par rapport à celui comptabilisé selon les PCGR des États-Unis ou les PCGR du Canada.

Modifications de la législation fiscale : Le gouvernement du Canada a promulgué des modifications législatives qui pourraient faire en sorte que les impôts sur les bénéfices étrangers tirés de filiales étrangères ne puissent plus être différés. Ces modifications législatives obligent 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 2014. Si les territoires n'arrivent pas à établir pareils traités fiscaux ou AERF, le bénéfice des filiales canadiennes exerçant leurs activités dans ces territoires sera assujéti à l'impôt selon la comptabilité d'exercice après 2014 comme s'ils étaient réalisés au Canada. Par contre, si des traités fiscaux ou AERF sont conclus, le bénéfice réalisé dans ces territoires continuera d'être rapatrié au Canada libre d'impôts.

Le gouvernement du Canada a annoncé qu'il avait entamé des négociations à l'égard d'un AERF avec le Belize en juin 2010. Des négociations à l'égard d'un AERF avec les îles Caïmans et les îles Turks et Caïcos ont été conclues avec succès en juin 2010, et les AERF sont en attente de leur ratification. La réglementation en matière d'impôts sur les bénéfices a été modifiée afin de prescrire que lorsqu'un AERF entre en vigueur un jour en particulier, l'accord est présumé être entré en vigueur avec prise d'effet le premier jour de l'année qui comprend le jour où l'AERF est entré en vigueur.

Lorsque les AERF seront entrés en vigueur avec les îles Caïmans et les îles Turks et Caïcos, le bénéfice des filiales canadiennes de la Société exerçant leurs activités dans ces territoires continuera d'être admissible au rapatriement au Canada libre d'impôts après 2014. Réciproquement, si le Belize n'est pas en mesure de conclure un AERF avec le Canada, le bénéfice de Belize Electricity et de BECOL sera imposé selon la comptabilité d'exercice après 2014 comme s'il avait été réalisé au Canada ce qui, pour Fortis, se traduira par une baisse de la contribution au bénéfice de ces filiales.

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

Infrastructure de technologie de l'information : L'efficacité du fonctionnement des entreprises de services publics de la Société est tributaire du développement, de la gestion et du maintien de systèmes d'information et d'une infrastructure de technologie de l'information complexes qui procurent un soutien à l'exploitation des installations de distribution, de transport et de production, qui fournissent aux clients des informations sur la facturation et le règlement relatif à la charge et qui appuient les volets financier et général de l'exploitation de l'entreprise. Les pannes de systèmes pourraient avoir une incidence négative sur les entreprises de services publics.

Terres des Premières nations : Les sociétés Terasen Gas et FortisBC fournissent des services à des abonnés sur des réserves des Premières nations et ont des installations de distribution de gaz et d'électricité, et des installations de transport et de production 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 garantit que le processus ne nuira pas aux sociétés Terasen Gas ou à FortisBC de manière importante.

De plus, une décision récente de la Cour suprême du Canada a établi qu'avant l'octroi d'une approbation réglementaire, la BCUC doit évaluer si la Couronne est tenue de consulter les Premières nations et de répondre à leurs besoins à l'égard de l'incidence de ces approbations et, dans l'affirmative, évaluer si la consultation et la réponse de la Couronne aux besoins ont été appropriées. Si la BCUC établit que la consultation et la réponse de la Couronne aux besoins n'ont pas été appropriées, la BCUC n'émettra pas son approbation ou encore, l'émettra avec réserves.

FortisAlberta a des actifs de distribution sur des terres des Premières nations, à l'égard desquelles TransAlta Utilities Corporation (« TransAlta ») 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'acquérir 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 la situation financière des services publics.

En décembre 2010, FortisAlberta a conclu une convention collective de trois ans avec le syndicat United Utility Workers' Association du Canada.

La convention collective entre FortisBC et la section locale 378 du Syndicat canadien des employés et employés professionnels et de bureau (le « Syndicat ») est arrivée à échéance le 31 janvier 2011. La société et le Syndicat ont conclu un accord de principe visant la possibilité de regrouper les conventions collectives de FortisBC et de TGI avec celle du Syndicat. La convention collective actuelle conclue entre le Syndicat et FortisBC demeure en vigueur jusqu'à ce qu'une entente de regroupement soit conclue ou que les discussions soient rompues. S'il s'avérait que les parties ne soient pas en mesure de conclure un accord de regroupement, FortisBC prévoit entamer des négociations en vue d'une convention collective révisée.

Les deux conventions collectives intervenues entre Newfoundland Power et la Fraternité internationale des ouvriers en électricité, section locale 1620, arriveront à échéance en septembre 2011.

Ressources humaines : La capacité de Fortis de fournir un service 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 entreprises de services publics de la Société sont confrontées 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 du travail engendrent 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 entreprises de services publics de la Société de disposer de la main-d'œuvre qualifiée nécessaire afin de mener à bien ces projets d'immobilisations.

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS ET NORMES COMPTABLES

En date du 1^{er} janvier 2010, tel qu'il a été approuvé par l'organisme de réglementation, FortisAlberta a commencé à imputer au poste Immobilisations de services publics du bilan une partie de l'amortissement des immobilisations de services publics, comme les outils et les véhicules, utilisées pour la construction d'autres actifs. Au cours de 2010, environ 5 millions \$ de la dotation aux amortissements ont été capitalisés.

En date du 1^{er} janvier 2010, par suite des accords de règlement négocié approuvés par la BCUC à l'égard des besoins en revenus pour 2010 et 2011, les sociétés Terasen Gas ont adopté les nouvelles méthodes comptables suivantes :

- i) Les coûts d'enlèvement d'actifs sont à présent comptabilisés dans les charges d'exploitation à l'état des résultats consolidé. Le montant annuel de ces coûts pouvant être recouvré dans les tarifs facturés aux clients en 2010 était d'environ 8 millions \$. L'excédent positif ou négatif des coûts réels engagés par rapport au montant constaté doit être comptabilisé dans un compte de report réglementaire à des fins de recouvrement auprès des clients, ou de remboursement aux clients, dans les tarifs futurs à compter de 2012. Les coûts d'enlèvement d'actifs sont des coûts directs engagés par les sociétés Terasen Gas au moment de la mise hors service d'actifs soit par le retrait physique des actifs, soit par le décrochage des actifs du réseau de transport ou de distribution. Au cours de 2010, des coûts réels d'enlèvement d'actifs d'environ 10 millions \$ ont été engagés; sur ce montant, 8 millions \$ ont été comptabilisés dans les charges d'exploitation et 2 millions \$ ont été reportés à titre d'actif réglementaire. Avant le 1^{er} janvier 2010, les coûts d'enlèvement d'actifs étaient comptabilisés dans l'amortissement cumulé dans le bilan consolidé.
- ii) Les gains et les pertes à la mise hors service ou à la cession d'immobilisations de services publics sont maintenant comptabilisés dans un compte de report réglementaire au bilan consolidé à des fins de recouvrement auprès des clients, ou de remboursement aux clients, dans les tarifs futurs, sous réserve de l'approbation de l'organisme de réglementation. Au cours de 2010, des pertes d'environ 16 millions \$ ont été reportées et comptabilisées à titre d'actif réglementaire au bilan consolidé. Avant le 1^{er} janvier 2010, les gains et les pertes à la mise hors service ou à la cession d'immobilisations de services publics étaient comptabilisés dans l'amortissement cumulé dans le bilan consolidé.
- iii) L'amortissement des immobilisations de services publics et des actifs incorporels commence le mois suivant celui au cours duquel ces actifs sont devenus disponibles à des fins d'utilisation. Avant le 1^{er} janvier 2010, l'amortissement commençait l'année suivant celle au cours de laquelle les actifs étaient devenus disponibles à des fins d'utilisation. Au cours de 2010, une dotation aux amortissements additionnelle de quelque 2 millions \$ a été comptabilisée, par suite de cette modification.

Regroupements d'entreprises

En date du 1^{er} janvier 2010, la Société a adopté par anticipation le chapitre 1582, « Regroupements d'entreprises », du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») et a adopté le chapitre 1601, « États financiers consolidés », et le chapitre 1602, « Participations ne donnant pas le contrôle ». Par suite de l'adoption du chapitre 1582, les modifications apportées à la détermination de la juste valeur des actifs et des passifs de l'entreprise acquise dans le cadre d'un regroupement d'entreprises ont entraîné un calcul différent pour l'écart d'acquisition à l'égard des acquisitions conclues à compter du 1^{er} janvier 2010. Ces modifications comprennent la passation en charges des coûts liés à l'acquisition, plutôt que la comptabilisation de ces coûts dans les dépenses en immobilisations, et la déduction des coûts de restructuration liés à l'acquisition d'une entreprise par l'acquéreur. L'adoption du chapitre 1582 n'a pas eu d'incidence notable sur les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Le chapitre 1601 définit les normes relatives à la préparation des états financiers consolidés. Le chapitre 1602 définit les normes en matière de comptabilisation, dans les états financiers consolidés établis après un regroupement d'entreprises, de la participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale. Par suite de l'adoption des chapitres 1601 et 1602, la participation ne donnant pas le contrôle sera présentée comme une composante capitaux propres, plutôt que comme une composante passif, dans le bilan consolidé. En outre, le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu attribuables à la société mère et à la participation ne donnant pas le contrôle sont maintenant présentés séparément dans l'état des résultats consolidés et l'état du résultat étendu.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Adoption de nouvelles normes comptables : En février 2008, le Conseil des normes comptables (« CNC ») a confirmé que les PCGR du Canada, tels qu'ils sont appliqués par les sociétés ayant une obligation publique de rendre des comptes, seraient remplacés par les IFRS pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2011.

La Société a amorcé son projet de conversion aux IFRS en 2007 lorsqu'elle a établi une structure officielle de gouvernance du projet qui comprenait le comité de vérification de Fortis, la haute direction et les équipes de projet de chaque filiale de Fortis. La gouvernance, la gestion et le soutien du projet ont été globalement coordonnés par Fortis et par un conseiller externe indépendant dont les services ont été retenus dans le cadre de la conversion aux IFRS.

Les IFRS actuelles ne fournissent pas de directives relativement à la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. Au cours des deux ou trois dernières années, l'IASB a discuté des enjeux de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés sans être en mesure de formuler une conclusion sur les questions techniques connexes. En septembre 2010, l'IASB a reconfirmé son point de vue selon lequel ce dossier ne pouvait être réglé rapidement et a décidé d'interrompre toute forme de discussion au sujet de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés jusqu'à la tenue d'une consultation publique future et à l'obtention d'opinions sur la forme que pourrait revêtir un projet éventuel sur l'incidence de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. Si l'IASB ne fournit pas de directives précises sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, la transition aux IFRS est susceptible d'entraîner la décomptabilisation de certains, sinon de la totalité, des actifs et des passifs réglementaires de la Société, de sorte que l'application des IFRS actuelles pourrait exposer le bénéfice net à une grande volatilité.

Le rythme et l'issue des activités de l'IASB ont désavantagé grandement les entités canadiennes ayant des activités à tarifs réglementés dans leur capacité à adopter les IFRS au 1^{er} janvier 2011. Ainsi, le CNC a donné aux entités admissibles la possibilité de reporter d'un an leur date de basculement aux IFRS. Le CNC a apporté les modifications nécessaires au *Manuel de l'ICCA* en octobre 2010.

Bien que le projet de conversion aux IFRS de la Société se déroule comme prévu en préparation à l'adoption des IFRS le 1^{er} janvier 2011, Fortis et ses filiales ayant des activités à tarifs réglementés sont admissibles à l'option de report d'un an et continueront, par conséquent, à préparer leurs états financiers conformément à la Partie V du *Manuel de l'ICCA* pour toutes les périodes intermédiaires et annuelles prenant fin le 31 décembre 2011 ou avant.

Compte tenu de l'incertitude qui persiste au sujet du moment et de l'adoption d'une norme relative à la comptabilisation des activités à tarifs réglementés par l'IASB, Fortis a évalué la possibilité d'adopter les PCGR des États-Unis à compter du 1^{er} janvier 2012. Les règles canadiennes permettent à un émetteur assujéti de préparer et de déposer ses états financiers selon les PCGR des États-Unis en devenant un émetteur inscrit auprès de la SEC des États-Unis. Un émetteur inscrit auprès de la SEC, au sens prévu par les règles canadiennes, s'entend d'un émetteur qui : i) détient une catégorie de titres inscrits à la SEC des États-Unis en vertu de l'article 12 de la loi des États-Unis intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée, ou ii) est tenu de déposer des rapports aux termes de l'article 15d) de cette loi. La Société a élaboré et mis en œuvre un plan afin de devenir un émetteur inscrit à la SEC d'ici le 31 décembre 2011. Une fois un émetteur inscrit à la SEC, Fortis pourra alors préparer et déposer ses états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis. À moins d'un changement qui établira avec certitude que la Société pourra comptabiliser des actifs et des passifs réglementaires selon les IFRS, Fortis prévoit dresser ses états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis pour toutes les périodes intermédiaires et annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2012. Plusieurs autres entités canadiennes de services publics ayant des activités à tarifs réglementés prévoient adopter la même approche quant à l'adoption possible des PCGR des États-Unis en 2012.

L'adoption des PCGR des États-Unis en 2012 devrait nécessiter moins de modifications importantes des conventions comptables de la Société que ne l'aurait fait l'adoption des IFRS. Lorsqu'elle applique les PCGR du Canada, la Société se fonde actuellement sur les PCGR des États-Unis pour obtenir des directives à l'égard de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés qui permettent la constatation de l'incidence économique des activités à tarifs réglementés dans les états financiers consolidés découlant du moment où les montants sont reflétés dans les tarifs facturés aux clients. Fortis estime que le maintien de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés et de ses actifs et passifs réglementaires selon les PCGR des États-Unis reflète avec plus de justesse l'incidence de la réglementation des tarifs sur sa situation financière et ses résultats d'exploitation consolidés.

Le plan de la Société pour l'adoption des PCGR des États-Unis à compter du 1^{er} janvier 2012 comprend les trois phases suivantes :

Phase I – Portée et diagnostic : comprend le lancement du projet et la sensibilisation au projet, l'identification des principales différences entre les PCGR des États-Unis et ceux du Canada, ainsi que la planification du projet et sa dotation en personnel. Les travaux liés à la phase I ont commencé au quatrième trimestre de 2010 et devraient être terminés d'ici le milieu de l'exercice 2011.

Phase II – Analyse et développement : comprend des diagnostics détaillés et l'évaluation de l'incidence financière découlant de l'adoption des PCGR des États-Unis, l'identification et la conception des processus d'affaires opérationnels et financiers, et le développement des solutions nécessaires pour résoudre chaque question soulevée. La phase II du plan a démarré en janvier 2011 et devrait se terminer d'ici le troisième trimestre de 2011.

Phase III – Mise en œuvre et revue : comprend les modifications nécessaires que la Société doit mettre en œuvre en vue de préparer et déposer ses états financiers selon les PCGR des États-Unis à compter de 2012, et la communication des répercussions connexes. La phase III commencera au deuxième trimestre de 2011 pour se terminer lorsque la Société produira ses premiers états financiers annuels consolidés vérifiés en vertu des PCGR des États-Unis pour l'exercice prenant fin le 31 décembre 2012. À compter du premier trimestre de 2012, les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de la Société seront préparés selon les PCGR des États-Unis.

Les conseillers en IFRS de la Société continueront aussi de la guider sur les questions comptables touchant l'adoption des PCGR des États-Unis. Les services d'un conseiller juridique ont également été retenus pour faciliter les dépôts auprès des organismes de réglementation en valeurs mobilières et la résolution des questions légales liées à l'adoption des PCGR des États-Unis.

INSTRUMENTS FINANCIERS

La valeur comptable des instruments financiers inclus dans l'actif à court terme et le passif à court terme, les autres actifs et les autres passifs reportés figurant aux bilans consolidés de Fortis se rapproche de leur juste valeur, ce qui reflète l'échéance à court terme, les conditions normales de crédit et la nature de ces instruments.

La juste valeur de la dette à long terme est calculée en 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.

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

Instruments financiers

Aux 31 décembre	2010		2009	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
<i>(en millions \$)</i>				
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an ¹⁾	5 669	6 431	5 502	5 906
Actions privilégiées classées comme dette ²⁾	320	344	320	348

¹⁾ La valeur comptable au 31 décembre 2010 exclut les frais financiers reportés non amortis de 42 millions \$ (39 millions \$ au 31 décembre 2009) et les obligations liées aux contrats de location-acquisition de 38 millions \$ (37 millions \$ au 31 décembre 2009).

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 592 millions \$ classées comme capitaux propres s'élevait à 615 millions \$ au 31 décembre 2010 (valeur comptable de 347 millions \$ et juste valeur de 356 millions \$ au 31 décembre 2009).

De temps à autre, 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	2010				2009	
	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 \$)
Passif						
Contrats de change à terme	< 1,5	2	-	-	-	-
Dérivés sur gaz naturel						
Swaps et options	jusqu'à 4	163	(162)	(162)	(119)	(119)
Primes liées aux contrats d'achat de gaz	Jusqu'à 3	74	(5)	(5)	(3)	(3)

Les contrats de change à terme sont détenus par les sociétés Terasen Gas. Au cours de 2010, TGI a conclu un contrat de change à terme afin de couvrir le risque de flux de trésorerie à l'égard d'environ 8 millions \$ US qui restent à payer en vertu d'un contrat visant la mise en œuvre d'un système d'information-clients. TGVI a aussi un contrat de change à terme pour couvrir les flux de trésorerie à l'égard d'un montant d'environ 1 million \$ US devant être payé en vertu d'un contrat visant la construction d'une installation de stockage de GNL.

Les dérivés sur gaz naturel sont détenus par les sociétés Terasen Gas et servent à bloquer le prix d'achat réel du gaz naturel, les contrats d'approvisionnement en gaz naturel étant assortis en majorité de prix variables au lieu de prix fixes. La stratégie de gestion du risque lié aux prix adoptée par les sociétés Terasen Gas vise à augmenter la probabilité que les prix du gaz naturel demeurent concurrentiels par rapport aux tarifs d'électricité, à atténuer l'incidence de la volatilité des prix du gaz sur les tarifs imposés à la clientèle et à réduire le risque d'écarts de prix à l'échelle régionale. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique intitulée « Gestion du risque d'affaires – Instruments financiers dérivés et couverture » du présent rapport de gestion.

Les variations de la juste valeur des contrats de change à terme et des dérivés sur gaz naturel 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 contrats de change à terme était comptabilisée dans les créditeurs au 31 décembre 2010 et les débiteurs au 31 décembre 2009. La juste valeur des dérivés sur gaz naturel a été comptabilisée dans les créditeurs aux 31 décembre 2010 et 2009.

Les contrats de change à terme sont évalués à la valeur actualisée de leurs flux de trésorerie selon le taux de change du marché et la courbe des taux de change à terme. Les dérivés sur gaz naturel sont évalués à la valeur actualisée de leurs flux de trésorerie selon les cours du marché et les courbes à terme des prix d'achat du gaz naturel. Les justes valeurs des contrats de change à terme et des dérivés sur gaz naturel sont des estimations des montants que les sociétés Terasen Gas recevraient ou paieraient pour résilier les obligations contractuelles en cours à la date du bilan.

Les justes valeurs des instruments financiers de la Société, y compris les instruments financiers dérivés, correspondent 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, elles pourraient ne pas être pertinentes aux fins de la prévision du bénéfice consolidé futur ou des flux de trésorerie consolidés 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 les jugements sont révisés régulièrement et, lorsque des ajustements deviennent nécessaires, ils sont comptabilisés en résultat au cours de la période où ils sont confirmés. Les estimations comptables critiques de la Société sont décrites ci-après.

Réglementation : En général, les conventions comptables des entreprises de 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 comptabilisation 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 entreprises de 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 à d'autres processus de réglementation. Les 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 qui en découle par rapport aux estimations initiales est comptabilisé dans les résultats de la période au cours de laquelle il est confirmé. Au 31 décembre 2010, Fortis a comptabilisé des actifs réglementaires à court et à long terme de 1 072 millions \$ (947 millions \$ au 31 décembre 2009) et des passifs réglementaires à court et à long terme de 527 millions \$ (474 millions \$ au 31 décembre 2009).

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 de l'information historique et tient compte de la durée de vie prévue des actifs. Au 31 décembre 2010, les immobilisations, les biens productifs et les actifs incorporels consolidés des entreprises de services publics de la Société s'établissaient à environ 9,1 milliards \$, ou environ 70 % du total des actifs consolidés, alors qu'au 31 décembre 2009, ils représentaient quelque 8,5 milliards \$ ou environ 70 % du total des actifs consolidés. La hausse des immobilisations est principalement liée aux dépenses en immobilisations, qui ont totalisé plus de 1 milliard \$ en 2010. La dotation aux amortissements pour 2010 s'établissait à 410 millions \$, contre 364 millions \$ pour 2009. 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 entreprises de 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, Newfoundland Power et Maritime Electric tiennent compte d'un montant autorisé aux fins réglementaires à titre de provision pour les coûts 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 comptabilisés en réduction de la provision lorsqu'ils sont engagés. Le total des coûts estimatifs est inclus dans la dotation aux amortissements et le solde de la provision est comptabilisé à titre de passif réglementaire à long terme. Les coûts 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. Au 31 décembre 2010, le solde de ce passif réglementaire s'établissait à 339 millions \$ (326 millions \$ au 31 décembre 2009). Le montant des coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux provisionné et comptabilisé dans la dotation aux amortissements en 2010 a été de 50 millions \$ (29 millions \$ en 2009).

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 entreprises de services publics réglementés. Selon les résultats de ces études, l'incidence de tout écart positif ou négatif d'amortissement 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, soit récupérées à même les tarifs imposés à la clientèle selon l'approbation de

l'organisme de réglementation. Les modifications apportées aux taux d'amortissement approuvés par l'organisme de réglementation des sociétés Terasen Gas et de FortisAlberta en 2010 ont eu une incidence importante sur la dotation aux amortissements consolidée. Le taux d'amortissement composé des sociétés Terasen Gas et de FortisAlberta a augmenté, passant respectivement de 2,63 % en 2009 à 2,79 % en 2010 et de 3,94 % en 2009 à 4,27 % en 2010. Cette augmentation de la dotation aux amortissements pour les sociétés Terasen Gas et FortisAlberta est approuvée aux fins de recouvrement à même les tarifs imposés à la clientèle. Dans le cadre de sa demande tarifaire générale pour 2010, Newfoundland Power s'est vu ordonner, par son organisme de réglementation, de mener une étude portant sur l'amortissement basée sur les immobilisations et les actifs incorporels de l'entreprise de services publics en service au 31 décembre 2009. Cette étude est en cours et devrait être achevée au premier semestre de 2011.

Impôts sur les bénéfiques : Les impôts sur les bénéfiques sont déterminés selon les impôts sur les bénéfiques exigibles de la Société et les estimations des impôts sur les bénéfiques futurs découlant des écarts temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs dans les états financiers consolidés et leur valeur fiscale. Un actif ou un passif d'impôts futurs est calculé pour chaque écart temporaire d'après les taux d'impôts futurs prévus et les hypothèses de la direction concernant le moment prévu de la résorption de ces écarts temporaires. Les actifs d'impôts futurs sont évalués selon la probabilité qu'ils seront recouverts dans les bénéfiques imposables futurs. Si la recouvrabilité est improbable, une provision pour moins-value est comptabilisée en réduction des bénéfiques au cours de la période où la provision est constituée ou modifiée. Les estimations relatives à la charge d'impôts sur les bénéfiques et aux actifs et passifs d'impôts futurs, ainsi que toute provision pour moins-value peuvent différer des montants réels.

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 repris 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. Au 1^{er} octobre de chaque exercice, la Société passe l'écart d'acquisition en revue pour déceler toute perte de valeur. 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 d'environ 1,6 milliard \$ comptabilisé au bilan consolidé de la Société au 31 décembre 2010.

Avantages sociaux futurs : La charge au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR de la Société et de ses filiales est assujettie aux estimations utilisées pour le calcul actuariel du coût net au titre des prestations constituées et des obligations connexes. Les principales hypothèses utilisées par la direction dans l'établissement du coût net au titre des prestations constituées 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 des régimes.

Le taux de rendement à long terme présumés des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées, aux fins de l'estimation du coût net des régimes de retraite pour 2011 est de 7 % pour les régimes de retraite à prestations déterminées les plus importants, soit un taux inchangé par rapport au taux de rendement à long terme prévu utilisé en 2010. En les actifs des régimes de retraite à prestations déterminées ont eu des rendements positifs totalisant environ 67 millions \$, alors que des rendements positifs de 46 millions \$ avaient été prévus en 2010. 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 2010 et à établir le coût net des régimes de retraite de 2011 s'échelonnent de 5,00 % à 5,75 % pour les régimes de retraite à prestations déterminées les plus importants. Ces taux se comparent aux taux d'actualisation présumés ayant servi à évaluer les obligations au titre des prestations constituées de 2009 et à établir le coût net des régimes de retraite de 2010, qui s'échelonnaient de 5,75 % à 6,50 %. Les taux d'actualisation ont diminué, surtout en raison des différentiels de risque de crédit et du coût du capital moins élevés sur les obligations de sociétés de qualité. Les taux d'actualisation reflètent les taux d'intérêt du marché pour des obligations de 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.

Pour 2010, le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées consolidé a augmenté de 11 millions \$ par rapport à 2009 en raison de l'incidence de taux d'actualisation présumés moins élevés pour le calcul du coût net des régimes de retraite en 2010 comparativement à 2009, et du fait de l'amortissement des pertes actuarielles nettes subies au cours des exercices précédents.

Le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées consolidé devrait augmenter en 2011 par rapport à 2010, en raison surtout de la baisse des taux d'actualisation présumés dans les évaluations des obligations des régimes de retraite, pour la raison susmentionnée, et du fait de l'amortissement des pertes actuarielles nettes subies au cours des exercices précédents.

Rapport de gestion

Le tableau qui suit présente les incidences 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 le coût net au titre des prestations constituées de 2010 des régimes de retraite à prestations déterminées, sur l'actif et le passif connexes au titre des prestations constituées comptabilisés dans les états financiers consolidés de la Société de 2010, de même que sur l'obligation au titre des prestations constituées des régimes de retraite à prestations déterminées. L'analyse de sensibilité s'applique aux activités des entreprises de 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 clos le 31 décembre 2010

Augmentation (diminution)	Coût net au titre des prestations constituées		Actif au titre des prestations constituées		Passif au titre des prestations constituées		Obligations 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	–	(4)	(1)	4	–	–	31	1
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de rendement	–	4	–	(4)	–	–	(26)	(4)
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	(3)	(5)	2	5	(1)	–	(50)	(60)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	5	5	(4)	(5)	1	–	61	76

Les autres hypothèses utilisées pour l'évaluation du coût net des régimes de retraite 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 du coût 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 le coût et les obligations au titre des régimes d'ACR.

Tel que l'a approuvé leur organisme de réglementation respectif, 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 le coût engagé 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 réglementaires et des passifs réglementaires de ces sociétés et n'a pas d'incidence sur le bénéficiaire. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011, tel qu'approuvé par l'organisme de réglementation, le coût des régimes d'ACR de Newfoundland Power est recouvré à même les tarifs imposés à la clientèle à l'aide de la comptabilité d'exercice, comme il est présenté à la rubrique « Principales décisions et demandes réglementaires – Newfoundland Power » du présent rapport de gestion. Comme il est analysé 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 et Newfoundland Power ont, à compter de 2010, des mécanismes approuvés par les organismes de réglementation de report des écarts entre le coût net des régimes de retraite réel et le coût net des régimes de retraite prévu, permettant d'établir les tarifs imposés à la clientèle, à titre d'actif réglementaire ou de passif réglementaire.

Au 31 décembre 2010, la Société avait un actif au titre des prestations constituées consolidé de 146 millions \$ (146 millions \$ au 31 décembre 2009) et un passif au titre des prestations constituées consolidé de 201 millions \$ (186 millions \$ au 31 décembre 2009). En 2010, la Société a comptabilisé un coût net au titre des prestations constituées consolidé de 36 millions \$ (26 millions \$ en 2009) pour l'ensemble des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR.

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 2010 et 2009, à l'exception des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations comptabilisées par FortisBC.

Au cours du deuxième trimestre de 2010, FortisBC a obtenu suffisamment d'information pour estimer la juste valeur et le calendrier des dépenses futures estimatives liées à l'enlèvement de l'huile contaminée aux biphényles polychlorés (« BPC ») de son équipement électrique. Tous les facteurs utilisés pour estimer l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations de la Société constituent la meilleure estimation par la direction de la juste valeur des coûts requis pour se conformer aux lois et règlements existants. Il est raisonnablement possible que les volumes d'actifs contaminés, les hypothèses relatives à l'inflation, les estimations de coûts pour faire le travail et la tendance présumée des flux de trésorerie annuels soient très différents des hypothèses actuelles de la Société. L'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations peut changer d'une période à l'autre en raison des changements dans l'estimation de ces incertitudes. Au 31 décembre 2010, FortisBC avait comptabilisé des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'environ 3 millions \$, qui ont été classées dans le bilan consolidé à titre d'autres passifs à long terme avec compensation dans les immobilisations de services publics.

Parmi les autres filiales ayant aussi été touchées par les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives à l'enlèvement de l'huile contaminée aux BPC de leur équipement électrique, notons FortisAlberta, Newfoundland Power, FortisOntario et Maritime Electric. Au 31 décembre 2010, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives à l'enlèvement de l'huile contaminée aux BPC de ces entreprises de services publics n'étaient pas importantes, et n'étaient donc pas comptabilisées.

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 puisque qu'il est normalement prévu que les actifs de production hydroélectrique et de transport et distribution seront utilisés pendant une période indéfinie en raison de la nature de leurs activités; que les licences, les permis, les ententes d'installations d'interconnexion et les contrats d'approvisionnement en énergie de gros applicables devraient être raisonnablement renouvelés ou prolongés pour une période indéfinie afin de maintenir l'intégrité des actifs connexes et d'assurer la prestation continue du service aux clients; qu'un bail foncier sera renouvelé pour une période indéfinie, et que la nature et le montant exacts de la remise en état de terrains ne peuvent être établis. S'il arrivait que des problèmes environnementaux soient relevés ou que les licences, permis, ententes et baux applicables soient résiliés, 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 et qu'ils soient importants.

Constatation des produits : Toutes les entreprises de 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 naturel et d'électricité estimatives aux clients pendant la période depuis la dernière lecture des compteurs, calculées aux tarifs approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Le calcul des ventes de gaz et d'électricité estimatives exige généralement une analyse de la consommation historique par rapport à des facteurs clés comme le prix courant du gaz naturel 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 naturel et d'électricité non facturée entraînera des ajustements des produits tirés des ventes de gaz naturel et d'électricité pour les périodes où ces ajustements sont confirmés du fait que les résultats réels diffèrent des estimations. Au 31 décembre 2010, les produits non facturés comptabilisés dans les débiteurs totalisaient environ 313 millions \$ (294 millions \$ au 31 décembre 2009) par rapport à des produits consolidés annuels d'environ 3 664 millions \$ pour 2010 (3 643 millions \$ pour 2009).

Coûts indirects capitalisés : Comme l'exige leur organisme de réglementation respectif, les sociétés Terasen Gas, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Belize Electricity, Fortis Turks and Caicos et 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 2010, les CIC ont totalisé 57 millions \$ (57 millions \$ en 2009).

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. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, comme le prévoient les accords de règlement négociés pour 2010 et 2011 approuvés par la BCUC dont il est question ci-dessus, le pourcentage pour calculer et capitaliser les coûts indirects généraux et les imputer aux immobilisations de services publics des sociétés Terasen Gas a reculé, passant de 16 % à 14 %. En raison de cette modification, les charges d'exploitation ont augmenté d'environ 5 millions \$ en 2010 par rapport à 2009, avec une baisse correspondante des immobilisations des services publics. La hausse des charges d'exploitation qui en est résultée a été approuvée à des fins de recouvrement auprès des clients dans les tarifs de livraison.

Éventualités : 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 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

En 2007 et 2008, une filiale non réglementée de Terasen a reçu des avis de cotisation de l'Agence du revenu du Canada 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 de Terasen a entamé le processus d'appel lié aux avis de cotisation.

Rapport de gestion

En 2009, Terasen a été nommée, avec d'autres défendeurs, dans une action en justice pour dommages à des propriétés et à des biens personnels, y compris la contamination de canalisations d'égout et les coûts de remise en état à la suite du bris, en juillet 2007, d'un oléoduc détenu et exploité par Kinder Morgan. Terasen a déposé sa défense, mais la cause n'en est qu'à la phase initiale. Au cours du deuxième trimestre de 2010, Terasen a été ajoutée comme tierce partie dans toutes les actions connexes, et toutes les demandes devraient être instruites en même temps. Le montant et l'issue des actions ne peuvent être établis et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé 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 des propriétaires fonciers privés en rapport avec cette même affaire. FortisBC est en pourparlers avec ses assureurs et a produit une défense à l'égard des deux 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.

Société Exploits

La société Exploits est détenue à 51 % par Fortis Properties et à 49 % par Abitibi. La société Exploits exploitait deux centrales hydroélectriques non réglementées dans la région centrale de Terre-Neuve, d'une puissance combinée d'environ 36 MW. En décembre 2008, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a exproprié les actifs hydroélectriques et les droits d'usage de l'eau d'Abitibi à Terre-Neuve, y compris ceux de la société Exploits. L'usine à papier journal de Grand Falls-Windsor a été fermée le 12 février 2009. Par la suite, Nalcor Energy, a pris en charge les activités quotidiennes des centrales hydroélectriques de la société Exploits, à titre d'agent du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador relativement aux questions liées à l'expropriation. Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a publiquement déclaré ne pas avoir l'intention de nuire aux partenaires indépendants ni aux prêteurs d'Abitibi dans la province. Étant donné la perte de contrôle sur les flux de trésorerie et les activités, Fortis a dû cesser de consolider les résultats de la société Exploits, à compter du 12 février 2009. Des discussions sont en cours entre Fortis Properties et Nalcor Energy relativement aux questions liées à l'expropriation.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Le tableau suivant présente les informations financières annuelles pour les exercices clos les 31 décembre 2010, 2009 et 2008. 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 clos les 31 décembre

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

	2010	2009	2008
Produits d'exploitation	3 664	3 643	3 907
Bénéfice net	323	292	272
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	285	262	245
Total de l'actif	12 903	12 139	11 166
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (exclusion faite de la tranche échéant à moins de un an)	5 609	5 276	4 884
Actions privilégiées ¹⁾	912	667	667
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	3 305	3 193	3 046
Résultat de base par action ordinaire	1,65	1,54	1,56
Résultat dilué par action ordinaire	1,62	1,51	1,52
Dividendes déclarés par action ordinaire ²⁾	1,41	0,78	1,01
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série C ²⁾	1,7031	1,0219	1,3625
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série E ²⁾	1,5313	0,9188	1,2250
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série F ²⁾	1,5313	0,9188	1,2250
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série G ²⁾³⁾	1,6406	0,9844	1,0184
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série H ²⁾⁴⁾	1,1636	–	–

¹⁾ Comprennent les actions privilégiées classées à la fois comme capitaux propres et comme dettes à long terme.

²⁾ Les dividendes du premier trimestre de 2010 ont été déclarés en janvier 2010, entraînant trois trimestres de déclaration de dividendes en 2009, et cinq trimestres de déclaration de dividendes en 2010.

³⁾ Un total de 9,2 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux d'intérêt fixe rétabli sur cinq ans de 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 pour les cinq premières années.

⁴⁾ Un total de 10 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux d'intérêt fixe rétabli sur cinq ans de série H, ont été émises le 26 janvier 2010 à 25,00 \$ l'action pour un produit net après impôts de 242 millions \$ et donnent droit à des dividendes cumulatifs de 1,0625 \$ par action par année pour les cinq premières années.

2010/2009 – Les produits ont augmenté de 21 millions \$, ou 0,6 %, par rapport à ceux de 2009. L'augmentation a principalement découlé : i) des hausses de la base tarifaire des entreprises de services publics réglementés au Canada, jumelées à l'augmentation des produits tirés des tarifs de l'électricité de FortisAlberta relativement à ses besoins en revenus approuvés par l'organisme de réglementation pour 2010; ii) de la croissance de la clientèle; iii) de la contribution d'Algoma Power pour un exercice entier en 2010; iv) du transfert à la clientèle de l'accroissement général des coûts de l'approvisionnement énergétique des entreprises de services publics d'électricité. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par le transfert à la clientèle de la baisse du coût du gaz naturel, l'incidence défavorable de la conversion des devises et la baisse de la consommation de gaz naturel en raison de températures moyennes plus élevées. Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a atteint 285 millions \$, en hausse de 23 millions \$ par rapport à 2009. L'augmentation du bénéfice a surtout découlé du rendement amélioré des entreprises de services publics réglementés de la Société au Canada liées : i) à la croissance de la base tarifaire, entraînée par les entreprises de services publics d'électricité dans l'Ouest canadien; ii) à la hausse des RCP autorisés pour les sociétés Terasen Gas à compter du 1^{er} juillet 2009 et pour FortisBC à compter du 1^{er} janvier 2010, de même qu'à l'augmentation de la composante capitaux propres à TGI à compter du 1^{er} janvier 2010; iii) à la croissance de la clientèle chez FortisAlberta; iv) à la hausse des ventes d'électricité de Newfoundland Power. L'augmentation du bénéfice a aussi découlé de la hausse du bénéfice des activités de production hydroélectrique non réglementée, principalement en raison de la centrale hydroélectrique Vaca nouvellement construite au Belize, et des impôts sur les bénéfices des sociétés effectifs moins importants pour Fortis Properties. La hausse du bénéfice reflète également l'incidence favorable de 9 millions \$ de la reprise en 2010, approuvée par les organismes de réglementation, d'une provision prise au quatrième trimestre de 2009 en ce qui a trait au dépassement des coûts liés à la conversion, du propane au gaz naturel, des appareils de la clientèle de Whistler. L'augmentation du bénéfice a été en partie contrebalancée par la baisse des contributions des entreprises de services publics d'électricité réglementés des Caraïbes, découlant de la conversion défavorable des devises, par l'incapacité de Belize Electricity de dégager un rendement juste et raisonnable en raison de contraintes réglementaires et du maintien d'une conjoncture économique défavorable, et de la hausse des charges du siège social, principalement liées aux dividendes sur les actions privilégiées émises en janvier 2010 et aux coûts de développement des affaires engagés en 2010. La croissance du total de l'actif est le résultat principalement des investissements soutenus de la Société dans ses systèmes d'énergie, en raison des programmes de dépenses en immobilisations de FortisAlberta, de FortisBC et des sociétés Terasen Gas, en partie contrebalancés par l'effet de change défavorable attribuable à la conversion d'actifs libellés en monnaie étrangère. La hausse de la dette à long terme a permis de soutenir les investissements dans l'infrastructure électrique et elle a été en partie neutralisée par l'effet de change. Le résultat par action ordinaire de base a reculé de 11 cents, ou 7 %, par rapport à 2009, surtout en raison de la hausse du bénéfice pour les raisons mentionnées plus haut. Les dividendes déclarés par action ordinaire et par action privilégiée en 2010 ont augmenté comparativement à 2009 en raison du moment de leur déclaration. Les dividendes du premier trimestre de 2010 ont été déclarés en janvier 2010, alors que normalement, ils auraient été déclarés au quatrième trimestre de l'exercice précédent.

2009/2008 – Les produits ont diminué de 264 millions \$, ou 6,8 %, par rapport à ceux de 2008. La diminution s'explique par le transfert à la clientèle des baisses du coût du gaz naturel et du coût de l'approvisionnement énergétique, combinées à la perte de produits par suite de l'expiration des droits relatifs à l'eau de la centrale Rankine, en Ontario, en avril 2009. La diminution a été en partie compensée par l'incidence des majorations des tarifs de base imposés à la clientèle et par la croissance de la clientèle, surtout au Canada, en sus de l'effet de change favorable. Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires avait augmenté de 17 millions \$, ou 6,9 %, par rapport à 2008. Le bénéfice de 2008 avait été rehaussé par une réduction d'impôts ponctuelle de 7,5 millions \$ comptabilisée par Terasen, et il avait été diminué par des charges ponctuelles d'environ 15 millions \$ de Belize Electricity et de FortisOntario. Le bénéfice de 2009 avait été augmenté par un rajustement ponctuel de 3 millions \$ des impôts futurs découlant de périodes antérieures effectué par FortisOntario, et il avait été abaissé par une provision ponctuelle de 5 millions \$ après impôts constituée à l'égard des coûts additionnels liés à la conversion, du propane au gaz naturel, des appareils de la clientèle de Whistler. Compte non tenu des éléments susmentionnés, le bénéfice a été plus élevé sur un an, surtout du fait de l'incidence de la majoration du RCP autorisé de FortisAlberta et de TGI pour 2009 et de la hausse de la composante capitaux propres de FortisAlberta, ainsi que de la croissance de la base tarifaire des entreprises de services publics d'électricité, principalement dans l'Ouest canadien. La progression du bénéfice a été partiellement annulée par la contribution moindre des activités de production non réglementées en Ontario résultant de l'expiration des droits relatifs à l'eau de la centrale Rankine le 30 avril 2009, et des questions réglementaires non réglées de Belize Electricity. Le total de l'actif a progressé surtout grâce aux investissements soutenus de la Société dans ses systèmes d'énergie, en raison des programmes de dépenses en immobilisations de FortisAlberta, de FortisBC et des sociétés Terasen Gas et à l'augmentation des actifs réglementaires redevable à l'adoption de la norme comptable modifiée quant aux impôts sur les bénéfices. La progression a été en partie contrebalancée par l'effet de change négatif résultant de la conversion des actifs libellés en monnaie étrangère. La hausse de la dette à long terme a permis de soutenir les investissements dans l'infrastructure électrique et elle a été en partie neutralisée par l'effet de change. Le résultat de base par action ordinaire a reculé de 2 cents, ou 1,3 %, par rapport à 2008 à cause de la dilution résultant de l'émission de 300 millions \$ d'actions ordinaires en décembre 2008. Les dividendes déclarés par action ordinaire et par action privilégiée en 2009 avaient été moins élevés qu'en 2008 en raison du moment de la déclaration des dividendes pour les mêmes raisons que celles analysées plus haut.

RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Les tableaux suivants présentent les informations financières non vérifiées des trimestres clos les 31 décembre 2010 et 2009. 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 2010 figure aussi dans le communiqué de presse du quatrième trimestre de 2010 de la Société, daté du 10 février 2011 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 clos les 31 décembre (non audité)	Volumes de gaz (TJ)			Produits d'exploitation		
	Ventes d'énergie et d'électricité (GWh)			(en millions \$)		
	2010	2009	Écart	2010	2009	Écart
Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada						
Sociétés Terasen Gas	60 398	65 000	(4 602)	480	497	(17)
Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada						
FortisAlberta	4 255	4 129	126	99	86	13
FortisBC	847	859	(12)	73	69	4
Newfoundland Power	1 488	1 474	14	152	146	6
Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	578	582	(4)	87	79	8
	7 168	7 044	124	411	380	31
Entreprises de services publics d'électricité réglementés dans les Caraïbes	270	291	(21)	84	85	(1)
Activités non réglementées – Fortis Generation	137	87	50	9	5	4
Activités non réglementées – Fortis Properties				57	54	3
Siège social et autres				7	6	1
Éliminations intersectorielles				(12)	(7)	(5)
Total				1 036	1 020	16

Facteurs contribuant à l'écart dans les volumes de gaz

Défavorables

- Baisse de la consommation moyenne de gaz des clients des secteurs résidentiel et commercial en raison des températures plus chaudes

Favorables

- Hausse des volumes de transport découlant de l'incidence favorable de l'amélioration de la situation économique qui s'est poursuivie dans le secteur forestier, y compris le retour d'un client du secteur des pâtes et papier

Facteurs contribuant à l'écart positif dans les ventes d'énergie et d'électricité

Favorables

- Augmentation des livraisons d'énergie à FortisAlberta, jumelée à la hausse du nombre de clients et de la consommation moyenne de la clientèle des secteurs commercial et du pétrole et du gaz en raison des activités pétrolières et gazières à la hausse, en partie contrebalancée par la baisse de la consommation moyenne de la clientèle du secteur agricole et de l'irrigation ainsi que de la clientèle résidentielle, surtout en raison de températures relativement plus clémentes et de précipitations plus abondantes
- Augmentation des ventes d'électricité à Newfoundland Power en raison de la croissance de la clientèle, en partie contrebalancée par la baisse de la consommation moyenne découlant surtout de températures plus clémentes et du recul des activités du secteur commercial
- Augmentation des ventes d'énergie des activités non réglementées de Fortis Generation en raison de précipitations plus abondantes et de la mise en service de la centrale hydroélectrique Vaca au Belize en mars 2010, jumelée à une production accrue dans le nord de l'État de New York, en Ontario et en Colombie-Britannique en raison de précipitations plus abondantes

Défavorables

- Ventes d'électricité moins importantes liées à la baisse de la consommation moyenne, surtout en raison de conditions climatiques défavorables, en partie contrebalancées par la croissance de la clientèle
- Ventes d'électricité à la baisse pour les autres entreprises de services publics d'électricité au Canada, en raison de la baisse de la consommation moyenne en Ontario, principalement à la suite du recul de la charge de chauffage domestique en raison de températures plus douces, en partie contrebalancée par la hausse de la consommation sur l'Île-du-Prince-Édouard par suite de l'accroissement de la clientèle résidentielle, de températures plus clémentes ayant une incidence favorable sur le besoin de refroidissement pour l'entreposage des récoltes dans le secteur agricole et l'augmentation des activités de transformation du secteur commercial
- Baisse des ventes d'électricité des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes en raison de la diminution de la demande de climatisation, par suite de la baisse des températures moyennes enregistrées sur l'île Grand Caïman, dans les îles Turks et Caïcos et au Belize

Facteurs contribuant à l'écart dans les produits d'exploitation

Favorables

- Augmentations de la base tarifaire des entreprises de services publics réglementés au Canada, y compris la hausse des produits tirés des tarifs d'électricité pour FortisAlberta relativement à ses besoins en revenus approuvés par son organisme de réglementation pour 2010
- Croissance de la clientèle de FortisAlberta
- Transfert dans les tarifs imposés à la clientèle de la hausse des coûts de l'approvisionnement énergétique pour Caribbean Utilities et d'autres entreprises de services publics d'électricité réglementés au Canada
- Augmentation des ventes d'énergie, et hausse du prix moyen de l'énergie par MWh dans le nord de l'État de New York et en Ontario pour les activités non réglementées de Fortis Generation
- Hausse des ventes d'électricité pour Newfoundland Power
- Hausse de la contribution aux produits des propriétés hôtelières dans le Canada atlantique et le centre du Canada, et croissance de la division de l'immobilier dans toutes les régions

Défavorables

- Transfert à la clientèle de la baisse des coûts du gaz naturel et recul de la consommation de gaz naturel pour les sociétés Terasen Gas
- Incidence défavorable de la conversion des devises de 4 millions \$
- Les produits tirés des tarifs d'électricité au quatrième trimestre de 2009 reflétaient l'incidence rétroactive favorable de 3 millions \$, liée aux trois premiers trimestres de 2009, de la hausse du RCP autorisé et de la composante capitaux propres, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, pour FortisAlberta
- Recul des ventes d'électricité de FortisBC, des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes et des autres entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada

Sommaire du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre (non audité)

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

	2010	2009	Écart
Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada			
Sociétés Terasen Gas	45	48	(3)
Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada			
FortisAlberta	17	15	2
FortisBC	10	8	2
Newfoundland Power	9	8	1
Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	5	7	(2)
	41	38	3
Entreprises de services publics d'électricité réglementés dans les Caraïbes	5	7	(2)
Activités non réglementées – Fortis Generation	5	2	3
Activités non réglementées – Fortis Properties	7	5	2
Siège social et autres	(18)	(19)	1
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	85	81	4
Résultat de base par action ordinaire	0,49	0,48	0,01

Bénéfice : Le bénéfice pour le quatrième trimestre a totalisé 85 millions \$, ou 0,49 \$ par action ordinaire, en hausse par rapport à 81 millions \$, ou 0,48 \$ par action ordinaire, pour le trimestre correspondant de 2009. Cette hausse découle surtout du rendement accru des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada, des activités de production d'hydroélectricité non réglementées au Belize et de la diminution du taux effectif d'impôt sur les bénéfices des sociétés de Fortis Properties, en partie atténuée par la diminution du bénéfice des sociétés Terasen Gas et des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes. Le rendement accru des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada a été attisé par la croissance générale des investissements dans les infrastructures électriques, combinée à une augmentation du nombre de clients de FortisAlberta et la hausse du RCP autorisé de FortisBC. Le bénéfice du trimestre des sociétés Terasen Gas a été moins élevé que celui du trimestre précédent, en raison de la hausse des charges d'exploitation approuvées par l'organisme de réglementation et du calendrier de ces charges accrues. La diminution du bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes est principalement attribuable à la diminution des ventes d'électricité en raison des températures plus basses que la normale enregistrées dans la région et de l'incapacité de Belize Electricity de dégager un rendement juste et raisonnable en raison des défis présentés par la réglementation. Le bénéfice du quatrième trimestre de 2009 avait été réduit de 5 millions \$ par suite de l'imputation des coûts additionnels liés au projet de conversion de Whistler, mais a été favorablement touché par un rajustement ponctuel d'impôts sur les bénéfices de 3 millions \$ à FortisOntario.

Rapport de gestion

Sommaire des flux de trésorerie consolidés

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre (*non audité*)

(en millions \$)

	2010	2009	Écart
Trésorerie au début de la période	64	106	(42)
Flux de trésorerie liés à ce qui suit :			
Activités d'exploitation	199	115	84
Activités d'investissement	(333)	(312)	(21)
Activités de financement	179	177	2
Effet de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	–	(1)	1
Trésorerie à la fin de la période	109	85	24

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, après ajustements du fonds de roulement, ont augmenté de 84 millions \$ pour le trimestre par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation s'explique surtout par : i) un accroissement du bénéfice; ii) le recouvrement auprès de la clientèle de l'augmentation de la dotation aux amortissements attribuable surtout aux sociétés Terasen Gas, comme il a été approuvé par les autorités de réglementation; iii) les variations favorables du fonds de roulement des sociétés Terasen Gas, qui découlent des écarts entre le prix du gaz naturel et le coût du gaz naturel facturé à la clientèle par rapport au trimestre de l'exercice précédent; iv) les variations favorables du compte de report des charges de l'Alberta Electric System Operator (« AESO ») de FortisAlberta.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 21 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une augmentation des dépenses en immobilisations brutes attribuable au commencement de la construction de l'Expansion Waneta non réglementée à la fin de 2010 et de l'accroissement des dépenses en immobilisations de FortisAlberta, en partie contrebalancés par l'acquisition d'Algoma Power au cours du quatrième trimestre de 2009, une hausse des produits tirés de la vente d'immobilisations de services publics et l'augmentation des apports sous forme d'aide à la construction.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont été plus élevés de 2 millions \$ qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Des avances plus importantes des participations ne donnant pas le contrôle et les produits plus élevés tirés de l'émission d'actions ordinaires ont été en grande partie contrebalancés par une augmentation nette de la dette moins élevée.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Le tableau suivant présente les informations trimestrielles non vérifiées pour chacun des huit trimestres de la période du 31 mars 2009 au 31 décembre 2010. 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 audité*)

Trimestre clos le	Produits d'exploitation (en millions \$)	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	Résultat par action ordinaire	
			De base (\$)	Dilué (\$)
31 décembre 2010	1 036	85	0,49	0,47
30 septembre 2010	720	45	0,26	0,26
30 juin 2010	836	55	0,32	0,32
31 mars 2010	1 072	100	0,58	0,56
31 décembre 2009	1 020	81	0,48	0,46
30 septembre 2009	665	36	0,21	0,21
30 juin 2009	756	53	0,31	0,31
31 mars 2009	1 202	92	0,54	0,52

Un sommaire des huit derniers trimestres reflète la croissance interne continue de la Société et sa croissance découlant des acquisitions ainsi que le caractère saisonnier des activités. Les résultats intermédiaires varient en raison de la nature saisonnière de la demande d'électricité et de gaz naturel, et des débits d'eau, ainsi qu'en fonction de l'échéancier et de l'application des décisions des organismes de réglementation. Le transfert sans majoration du coût du combustible et de l'électricité achetée et du prix du gaz naturel aux clients a également une incidence sur les produits. Compte tenu de la nature diversifiée des entreprises de Fortis, le caractère saisonnier peut varier. Les sociétés Terasen Gas génèrent la majeure partie de leur bénéfice annuel au cours du premier et du quatrième trimestres. Les résultats financiers depuis le 1^{er} mai 2009 reflètent, comme prévu, la perte de produits et de bénéfice par suite de l'expiration, en avril 2009, des droits d'usage de l'eau de la centrale hydroélectrique Rankine, en Ontario. Les résultats financiers pour le quatrième trimestre clos le 31 décembre 2009 tiennent compte de l'incidence favorable rétroactive cumulative, depuis le 1^{er} janvier 2009, liée à la hausse des RCP autorisés et de l'augmentation

de la composante capitaux propres pour FortisAlberta. La mise en service de l'installation hydroélectrique Vaca en mars 2010 a influé favorablement sur les résultats financiers à ce jour. Les produits du troisième trimestre clos le 30 septembre 2010 tiennent compte de l'incidence favorable rétroactive cumulative liée à la décision réglementaire sur les tarifs de FortisAlberta pour 2010 et 2011. Dans une moindre mesure, les résultats financiers ont reflété l'incidence de l'acquisition du Holiday Inn Select de Windsor à partir d'avril 2009, et celle de l'acquisition d'Algoma Power à partir d'octobre 2009.

Décembre 2010/décembre 2009 – Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires a été de 85 millions \$, ou 0,49 \$ l'action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2010, comparativement au bénéfice de 81 millions \$, ou 0,48 \$ l'action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2009. Une analyse des écarts entre les résultats financiers du quatrième trimestre de 2010 et ceux du quatrième trimestre de 2009 est présentée à la rubrique intitulée « Résultats du quatrième trimestre » du présent rapport de gestion.

Septembre 2010/septembre 2009 – Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 45 millions \$, ou 0,26 \$ l'action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2010, contre un bénéfice de 36 millions \$, ou 0,21 \$ l'action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2009. La hausse du bénéfice est principalement attribuable à l'amélioration du rendement des entreprises de services publics réglementés d'électricité de l'Ouest canadien et aux activités non réglementées de production hydroélectrique, neutralisées en partie par une perte plus importante des sociétés Terasen Gas et par une hausse des charges du siège social. Le rendement amélioré des entreprises de services publics d'électricité réglementés de l'Ouest canadien résulte de la hausse des RCP autorisés ou de la composante capitaux propres, et de la croissance des investissements dans les infrastructures électriques combinée à une augmentation du nombre de clients de FortisAlberta, et est compensé en partie par une baisse des ventes d'électricité de FortisBC liée aux conditions météorologiques et par le recul des produits nets tirés du transport de FortisAlberta. La hausse de la contribution au bénéfice pour les activités non réglementées de production hydroélectrique est attribuable à l'augmentation de la production au Belize, sous l'effet des pluies plus importantes et de la mise en service, en mars 2010, de la centrale hydroélectrique Vaca, et à la baisse des frais financiers. La perte la plus importante par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent des sociétés Terasen Gas est principalement liée à l'augmentation des charges d'exploitation et de maintenance de TGI approuvées par la BCUC dans le cadre du récent accord de règlement négocié. La perte du troisième trimestre de 2010 des sociétés Terasen Gas a cependant été réduite de 4 millions \$ (après impôts) compte tenu de la reprise, approuvée par la BCUC, de la majeure partie du dépassement de coûts qui avait été passé en charges au quatrième trimestre de 2009, associé à la conversion, du propane au gaz naturel, des appareils de la clientèle de Whistler. L'augmentation des charges du siège social est associée à une hausse des dividendes sur actions privilégiées, contrebalancée partiellement par une diminution des frais de financement.

Juin 2010/juin 2009 – Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 55 millions \$, ou 0,32 \$ l'action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2010, par rapport à un bénéfice de 53 millions \$, ou 0,31 \$ l'action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2009. La hausse du bénéfice est liée aux sociétés Terasen Gas et à FortisBC, et est atténuée par une augmentation des charges du siège social. La hausse du bénéfice aux sociétés Terasen Gas résulte de la hausse des RCP autorisés et de la composante capitaux propres. L'amélioration des bénéfices à FortisBC est attribuable à un RCP autorisé plus élevé et à la croissance des investissements dans les infrastructures électriques, neutralisés en partie par un recul des ventes d'électricité imputable aux températures moins élevées enregistrées en juin 2010. L'augmentation des charges du siège social reflète principalement les frais de développement des affaires engagés en 2010 et les dividendes sur actions privilégiées, compensée en partie par la montée des intérêts créditeurs liée à l'augmentation des prêts intersociétés. Le bénéfice de FortisAlberta pour le trimestre est comparable à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'incidence de l'augmentation du RCP autorisé et de la composante capitaux propres de FortisAlberta, en comparaison de celle reflétée dans le bénéfice pour le deuxième trimestre de 2009, conjuguée à la croissance des investissements dans les infrastructures électriques et des clients, a été compensée surtout par une baisse des recouvrements d'impôts sur les bénéfices des sociétés et le recul des produits nets tirés du transport.

Mars 2010/mars 2009 – Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 100 millions \$, ou 0,58 \$ l'action ordinaire, pour le premier trimestre de 2010, en regard d'un bénéfice de 92 millions \$, ou 0,54 \$ l'action ordinaire, pour le premier trimestre de 2009. L'augmentation du bénéfice résulte pour beaucoup de la hausse des RCP et de la composante capitaux propres autorisés pour les sociétés Terasen Gas. Les résultats ont aussi reflété : i) l'amélioration du rendement de FortisAlberta, associée à une hausse du RCP et de la composante capitaux propres autorisés conjuguée à la croissance de l'investissement dans l'infrastructure électrique et du nombre de clients; et ii) l'augmentation du bénéfice de Newfoundland Power, principalement attribuable à la croissance de l'investissement dans l'infrastructure électrique, l'augmentation des ventes d'électricité et des écarts temporaires qui ont eu un effet favorable sur les charges d'exploitation au cours du trimestre. L'augmentation du bénéfice a été éclipsée par : i) une diminution de la contribution au bénéfice des activités non réglementées de production hydroélectrique à cause d'une perte de bénéfice après l'expiration des droits d'usage de l'eau de la centrale Rankine en avril 2009; ii) une baisse de la contribution des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes associée à l'effet de change défavorable et au bénéfice pour le premier trimestre de 2009, y compris un gain ponctuel d'environ 1 million \$; et iii) l'augmentation des dividendes sur actions privilégiées.

ÉVALUATION DE LA DIRECTION DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET DU CONTRÔLE INTERNE 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 maintiennent des contrôles et des 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 2010 et, selon cette évaluation, ont conclu que ces contrôles et procédures sont efficaces pour fournir cette assurance raisonnable.

Contrôle interne 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 du contrôle interne 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 2010 et, selon cette évaluation, ont conclu que les contrôles sont efficaces pour fournir cette assurance raisonnable. Au cours du quatrième trimestre de 2010, il n'y a eu aucune modification des CIIF de la Société qui ait eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'elle aura une incidence importante sur les CIIF de la Société.

ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DU BILAN

En date du 1^{er} mars 2011, les sociétés Terasen Gas ont changé de dénomination sociale pour mener leurs activités en partageant la marque de FortisBC, en Colombie-Britannique, au Canada. Par conséquent, voici le résultat des modifications apportées aux noms des sociétés :

Dénominations – Avant le 1^{er} mars 2011

Terasen Inc.
Terasen Gas Inc.
Terasen Gas (Vancouver Island) Inc.
Terasen Gas (Whistler) Inc.
Terasen Energy Services Inc.

Dénominations – Prise d'effet le 1^{er} mars 2011

FortisBC Holdings Inc.
FortisBC Energy Inc.
FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc.
FortisBC Energy (Whistler) Inc.
FortisBC Alternative Energy Services Inc.

PERSPECTIVES

L'important programme d'investissement de la Société, qui devrait atteindre près de 5,5 milliards \$ au cours des cinq prochaines années, devrait se traduire par une croissance du bénéfice et des dividendes.

La Société se garde ouverte à des possibilités d'acquisitions à des fins de croissance rentable, en mettant l'accent sur les entreprises de services publics réglementés de gaz naturel et d'électricité aux États-Unis et au Canada. Fortis recherche aussi des occasions de croissance pour ses activités non réglementées afin de soutenir la stratégie de croissance de ses entreprises de services publics réglementés.

DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

Au 1^{er} mars 2011, la Société avait 175,3 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; 9,2 millions d'actions privilégiées de premier rang, série G, et 10,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série H, 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 1^{er} mars 2011 est le suivant :

Conversion de titres en actions ordinaires

Au 1^{er} mars 2011 (*non audité*)

Titre	Nombre d'actions ordinaires <i>(en millions)</i>
Options sur actions	4,3
Titres de créance convertibles	1,4
Actions privilégiées de premier rang, série C	4,0
Actions privilégiées de premier rang, série E	6,3
Total	16,0

Des renseignements additionnels, y compris la notice annuelle 2010, 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.

États financiers

Table des matières

Rapport de la direction	71	NOTE 14 Autres passifs	100
Rapport des auditeurs indépendants	71	NOTE 15 Actions privilégiées	101
Bilans consolidés	72	NOTE 16 Actions ordinaires	102
États des résultats consolidés.....	73	NOTE 17 Régimes de rémunération à base d'actions.....	103
États des bénéfices non répartis consolidés	73	NOTE 18 Cumul des autres éléments du résultat étendu	105
États du résultat étendu consolidés	73	NOTE 19 Participations ne donnant pas le contrôle	105
États des flux de trésorerie consolidés	74	NOTE 20 Frais financiers	106
Notes afférentes aux états financiers consolidés	75	NOTE 21 Impôts sur les bénéfices des sociétés	106
NOTE 1 Description des activités.....	75	NOTE 22 Avantages sociaux futurs	107
NOTE 2 Nature de la réglementation	77	NOTE 23 Acquisitions d'entreprises	110
NOTE 3 Sommaire des principales conventions comptables	79	NOTE 24 Information sectorielle	111
NOTE 4 Modifications comptables futures	89	NOTE 25 Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés	112
NOTE 5 Actifs et passifs réglementaires	89	NOTE 26 Gestion du capital.....	112
NOTE 6 Stocks.....	95	NOTE 27 Instruments financiers.....	113
NOTE 7 Actifs détenus en vue de la vente	95	NOTE 28 Gestion du risque financier	114
NOTE 8 Autres actifs.....	95	NOTE 29 Engagements.....	119
NOTE 9 Immobilisations de services publics	96	NOTE 30 Passifs éventuels	120
NOTE 10 Biens productifs	97	NOTE 31 Événement postérieur à la date du bilan	121
NOTE 11 Actifs incorporels	97	NOTE 32 Chiffres correspondants	121
NOTE 12 Écart d'acquisition	98		
NOTE 13 Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition	98		

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés annuels ci-joints de Fortis Inc. et toute l'information contenue dans le rapport annuel de 2010 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 2010 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 d'audit, 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 d'audit supervise l'audit indépendant 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 d'audit tient des réunions auxquelles participent la direction, les auditeurs nommés par les actionnaires et l'auditeur interne afin de discuter des résultats de l'audit indépendant, 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 d'audit de concert avec la direction et les auditeurs nommés par les actionnaires avant d'être recommandés au conseil d'administration aux fins d'approbation. Les auditeurs nommés par les actionnaires ont plein et libre accès au comité d'audit. Le comité d'audit 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 d'audit 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 auditeurs nommés par les actionnaires et de passer en revue leurs honoraires. Les états financiers consolidés annuels de 2010 ainsi que le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel de 2010 ont été examinés par le comité d'audit et, sur sa recommandation, ont été approuvés par le conseil d'administration de Fortis Inc. Le cabinet Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l., auditeurs indépendants nommés par les actionnaires de Fortis Inc. sur la recommandation du comité d'audit, a audité les états financiers consolidés annuels de 2010 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 auditeurs indépendants

Aux actionnaires de Fortis Inc.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Fortis Inc., qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2010 et 2009 et les états consolidés des résultats, du résultat étendu, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie pour les exercices clos à cette date, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement des auditeurs, et notamment de leur évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, les auditeurs prennent en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de Fortis Inc. aux 31 décembre 2010 et 2009, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos à cette date conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

St. John's, Canada
Le 2 mars 2011



Comptables agréés

États financiers

Bilans consolidés

FORTIS INC.

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

Au 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

ACTIF	2010	2009
Actif à court terme		(notes 3 et 32)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	109 \$	85 \$
Débiteurs (note 28)	655	595
Charges payées d'avance	17	16
Actifs réglementaires (note 5)	241	221
Stocks (note 6)	168	178
Impôts futurs (note 21)	14	29
	1 204	1 124
Actifs détenus en vue de la vente (note 7)	45	–
Autres actifs (note 8)	168	174
Actifs réglementaires (note 5)	831	726
Impôts futurs (note 21)	16	17
Immobilisations de services publics (note 9)	8 202	7 693
Biens productifs (note 10)	560	559
Actifs incorporels (note 11)	324	286
Écart d'acquisition (note 12)	1 553	1 560
	12 903 \$	12 139 \$
PASSIFS ET CAPITAUX PROPRES		
Passifs à court terme		
Emprunts à court terme (note 28)	358 \$	415 \$
Créditeurs et charges à payer	953	852
Dividendes à verser	54	3
Impôts à payer	30	23
Passifs réglementaires (note 5)	60	51
Tranche à court terme de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (note 13)	56	224
Impôts futurs (note 21)	6	24
	1 517	1 592
Autres passifs (note 14)	308	295
Passifs réglementaires (note 5)	467	423
Impôts futurs (note 21)	623	570
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (note 13)	5 609	5 276
Actions privilégiées (note 15)	320	320
	8 844	8 476
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 16)	2 578	2 497
Actions privilégiées (note 15)	592	347
Surplus d'apport	12	11
Composante capitaux propres des débentures convertibles (note 13)	5	5
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 18)	(94)	(83)
Bénéfices non répartis	804	763
	3 897	3 540
Participations ne donnant pas le contrôle (note 19)	162	123
	4 059	3 663
	12 903 \$	12 139 \$

Engagements (note 29)

Passifs éventuels (note 30)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Approuvés au nom du conseil d'administration,



David G. Norris
Administrateur



Peter E. Case
Administrateur

États des résultats consolidés

FORTIS INC.

Pour les exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	2010	2009
Produits	3 664 \$	(note 3) 3 643 \$
Charges		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	1 686	1 799
Charges d'exploitation	828	779
Amortissement	410	364
	2 924	2 942
Bénéfice d'exploitation	740	701
Frais financiers (note 20)	350	360
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés	390	341
Impôts sur les bénéfices des sociétés (note 21)	67	49
Bénéfice net	323 \$	292 \$
Bénéfice net attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	10 \$	12 \$
Actionnaires privilégiés	28	18
Actionnaires ordinaires	285	262
	323 \$	292 \$
Résultat par action ordinaire (note 16)		
De base	1,65 \$	1,54 \$
Dilué	1,62 \$	1,51 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

États des bénéfices non répartis consolidés

FORTIS INC.

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

	2010	2009
Solde au début de la période	763 \$	(note 3) 634 \$
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et privilégiés	313	280
	1 076	914
Dividendes sur actions ordinaires	(244)	(133)
Dividendes sur actions privilégiées classées dans les capitaux propres	(28)	(18)
Solde à la fin de la période	804 \$	763 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

États du résultat étendu consolidés

FORTIS INC.

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

	2010	2009
Bénéfice net	323 \$	(note 3) 292 \$
Autres éléments du résultat étendu		
Pertes de change latentes sur les investissements nets dans des établissements étrangers autonomes	(33)	(90)
Gains sur couvertures d'investissements nets dans des établissements étrangers autonomes	25	67
Impôts sur les bénéfices des sociétés	(4)	(9)
Pertes de change latentes, compte tenu des activités de couverture et après impôts (note 18)	(12)	(32)
Gain sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, après impôts (note 18)	–	1
Reclassement dans les bénéfices de pertes nettes sur instruments dérivés qui ont cessé de constituer des couvertures de flux de trésorerie, après impôts (note 18)	1	–
Résultat étendu	312 \$	261 \$
Résultat étendu attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	10 \$	12 \$
Actionnaires privilégiés	28	18
Actionnaires ordinaires	274	231
	312 \$	261 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

États financiers

États des flux de trésorerie consolidés

FORTIS INC.

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

	2010	2009
Activités d'exploitation		<i>(notes 3 et 32)</i>
Bénéfice net	323 \$	292 \$
Éléments sans effet sur la trésorerie		
Amortissement – immobilisations de services publics et biens productifs	368	317
Amortissement – actifs incorporels	40	43
Amortissement – divers	2	4
Impôts futurs (note 21)	(3)	5
Divers	(5)	(8)
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	9	25
	734	678
Variation du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie	(2)	3
	732	681
Activités d'investissement		
Variation des autres actifs et des autres passifs	–	(1)
Dépenses en immobilisations – immobilisations de services publics	(1 008)	(966)
Dépenses en immobilisations – biens productifs	(19)	(26)
Dépenses en immobilisations – actifs incorporels	(46)	(32)
Apports sous forme d'aide à la construction	67	56
Produit tiré de la vente d'immobilisations de services publics	15	1
Acquisitions d'entreprises, déduction faite de l'encaisse acquise (note 23)	–	(77)
	(991)	(1 045)
Activités de financement		
Variation des emprunts à court terme	(56)	8
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	523	729
Remboursement de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition	(329)	(172)
Emprunts (remboursements) nets sur les facilités de crédit consenties	8	(14)
Avances provenant des (aux) participations ne donnant pas le contrôle	45	(5)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais	80	46
Émission d'actions privilégiées, déduction faite des frais	242	–
Dividendes		
Actions ordinaires	(193)	(177)
Actions privilégiées	(28)	(18)
Versement de dividendes de filiales aux participations ne donnant pas le contrôle	(9)	(10)
	283	387
Incidence de la variation des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	–	(4)
Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	24	19
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	85	66
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	109 \$	85 \$

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

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2010 et 2009

1. Description des activités

Nature des activités

Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société ») est essentiellement une société de portefeuille internationale 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 des actifs de production non réglementée d'une part, et dans des locaux pour bureaux d'affaires et commerces de détail et des hôtels d'autre part, deux secteurs d'activité 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 globale aux objectifs à long terme de Fortis. 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.

Entreprises de services publics réglementés

La participation de la Société dans les différentes entreprises de services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité au Canada et dans les Caraïbes se présente comme suit :

Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada

Les sociétés *Terasen Gas* se composent de Terasen Gas Inc. (« TGI »), de Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. (« TGVI ») et de Terasen Gas (Whistler) Inc. (« TGWI »).

TGI est la plus importante société de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique, exerçant ses activités dans un rayon qui s'étend de Vancouver à la vallée du Fraser et à l'intérieur de la Colombie-Britannique.

TGVI possède et exploite le gazoduc qui transporte du gaz naturel depuis la région du grand Vancouver à travers le détroit de Georgia jusqu'à l'île de Vancouver, ainsi que le réseau de distribution sur l'île de Vancouver et le long de la Sunshine Coast (Colombie-Britannique).

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

TGWI possède et exploite le réseau de distribution de gaz naturel dans la Municipalité touristique de Whistler, en Colombie-Britannique.

Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada

- a. *FortisAlberta* : FortisAlberta possède et exploite le réseau de distribution d'électricité d'une partie importante du sud et du centre de l'Alberta. La société ne possède ni n'exploite d'actifs de production et de transport, et ne fait pas de vente directe d'électricité.
- b. *FortisBC* : Comprend FortisBC Inc., société de services publics d'électricité intégrée œuvrant dans l'intérieur méridional de la Colombie-Britannique. FortisBC Inc. possède quatre centrales hydroélectriques dont la puissance combinée s'élève à 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 Waneta de 493 MW, propriété de Teck Metals Ltd. et de BC Hydro, de la centrale hydroélectrique Brilliant de 149 MW et des installations d'agrandissement de la centrale hydroélectrique Brilliant de 120 MW, toutes deux propriétés conjointes de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust (« CPC/CBT »), de la centrale hydroélectrique Arrow Lakes de 185 MW, propriété de CPC/CBT, et du réseau de distribution électrique dont la ville de Kelowna est propriétaire.
- c. *Newfoundland Power* : Newfoundland Power est une société de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de la partie insulaire de Terre-Neuve-et-Labrador. La société possède une capacité de production installée de 140 MW, dont 97 MW d'origine hydroélectrique.
- d. *Autres entreprises de services publics au Canada* : Comprennent Maritime Electric et FortisOntario. Maritime Electric est une société de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard (« Î.-P.-É. »). Maritime Electric possède aussi sur l'île des centrales d'une capacité combinée de 150 MW. FortisOntario fournit des services publics d'électricité intégrés à des clients de Fort Erie, de Cornwall, de Gananoque, de Port Colborne et du district d'Algoma, en Ontario. FortisOntario exploite la Compagnie canadienne d'énergie Niagara Inc. (« Énergie Niagara »), Cornwall Street Railway, Light and Power Company, Limited (« Cornwall Electric ») et, depuis octobre 2009, Algoma Power Inc. (« Algoma Power ») (note 23). Les comptes d'Énergie Niagara comprennent les activités de distribution d'électricité de Port Colborne Hydro Inc. (« Port Colborne Hydro »), qui ont été louées de la Ville de Port Colborne en vertu d'un bail de dix ans échéant en avril 2012. FortisOntario possède également une participation de 10 % respective dans Westario Power Inc., Rideau St. Lawrence Holdings Inc. et Grimsby Power Inc., trois sociétés régionales de distribution d'électricité.

31 décembre 2010 et 2009

1. Description des activités (suite)

Entreprises de services publics réglementés (suite)

Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes

- a. *Belize Electricity* : Belize Electricity est une société de services publics d'électricité intégrée et la principale société de distribution d'électricité au Belize, en Amérique centrale. La société possède une capacité de production installée de 34 MW. Fortis détient une participation lui conférant le contrôle d'environ 70 % dans Belize Electricity.
- b. *Caribbean Utilities* : Caribbean Utilities est une société de services publics d'électricité intégrée et l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, aux Îles Caïmans. La société possède une capacité de production installée de 151 MW. Fortis détient une participation lui conférant le contrôle d'environ 59 % dans Caribbean Utilities. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (TSX : CUP.U).
- c. *Fortis Turks and Caicos* : Comprend P.P.C. Limited (« PPC ») et Atlantic Equipment & Power (Turks and Caicos) Ltd. (« Atlantic »). Fortis Turks and Caicos est une société de services publics d'électricité intégrée et la principale société de distribution d'électricité des Îles Turks et Caicos. La société possède une capacité de production combinée au diesel de 57 MW.

Activités non réglementées – Fortis Generation

Les actifs de production électrique non réglementés de la Société sont les suivants, selon leur emplacement :

- a. *Belize* : Ces activités sont constituées des centrales hydroélectriques Mollejon, de 25 MW, Chalillo, de 7 MW, et, à compter de mars 2010, Vaca, de 19 MW, situées au Belize. La production de ces installations est vendue en totalité à Belize Electricity en vertu de contrats d'achat d'électricité de 50 ans échéant en 2055 et 2060. 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 installations comprennent six petites centrales hydroélectriques dans l'est de l'Ontario d'une puissance combinée de 8 MW et une centrale de cogénération alimentée au gaz de 5 MW à Cornwall. Le droit d'usage de l'eau correspondant à une puissance de 75 MW lié à la centrale hydroélectrique Rankine, à Niagara Falls, a expiré le 30 avril 2009, à la fin d'un terme de cent ans.
- c. *Région centrale de Terre-Neuve* : Par l'intermédiaire d'Exploits River Hydro Partnership (la « société Exploits »), partenariat entre la Société, par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive Fortis Properties, et AbitibiBowater Inc. (« Abitibi »), deux centrales hydroélectriques d'Abitibi 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 détient la participation résiduelle de 49 %. La société Exploits vend sa production à Newfoundland and Labrador Hydro en vertu d'un contrat d'achat d'électricité (« CAE ») de 30 ans venant à échéance en 2033. Depuis le 12 février 2009, Fortis a cessé de comptabiliser son placement dans la société Exploits selon la méthode de consolidation (note 30).
- d. *Colombie-Britannique* : Les installations se composent de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden, de 16 MW, située près de Lillooet, en Colombie-Britannique, et de la centrale hydroélectrique Waneta (l'« Expansion Waneta »), de 335 MW, qui est en voie de construction. La centrale hydroélectrique Walden vend la totalité de sa production à BC Hydro en vertu d'un contrat échéant en 2013. Avec prise d'effet le 1^{er} octobre 2010, les activités de production non réglementée en Colombie-Britannique comprennent la participation directe de 51 % de la Société dans la société en commandite Expansion Waneta Limited Partnership (la « société Waneta ») qui lui en confère le contrôle, CPC/CBT détenant la participation résiduelle de 49 %. La société Waneta a entrepris, à la fin de 2010, les travaux de construction de l'Expansion Waneta, située près du barrage Waneta et des installations sur la rivière Pend d'Oreille, au sud de Trail, en Colombie-Britannique. La mise en service de l'Expansion Waneta est prévue pour le printemps 2015.
- e. *Nord de l'État de New York* : Les installations regroupent 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. Dans le nord de l'État de New York, les activités hydroélectriques 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 21 hôtels comptant plus de 4 100 chambres, dans huit provinces canadiennes, et environ 2,7 millions de pieds carrés d'espace pour bureaux d'affaires et pour commerces de détail, principalement dans les provinces atlantiques canadiennes.

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 Inc. (« Terasen »), et les dividendes sur les actions privilégiées classées comme passif à long terme; les dividendes sur les actions privilégiées classées comme capitaux propres; d'autres dépenses du siège social, incluant les coûts d'exploitation de Fortis et de 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 de 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. Les résultats financiers 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 renouvelables.

2. Nature de la réglementation

La nature de la réglementation des entreprises de services publics de la Société est décrite ci-après.

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, TGWI et FortisBC exercent leurs activités selon la réglementation fondée sur le coût du service et, de temps à autre, selon des mécanismes de tarification axée sur le rendement (« TAR ») administrés par la BCUC. Le mécanisme de TAR pour TGI a pris fin le 31 décembre 2009 et sera supprimé graduellement sur une période de deux ans, puisqu'un récent Accord de règlement négocié approuvé par la BCUC, qui a pris effet le 1^{er} janvier 2010, ne comprenait pas un nouveau mécanisme de TAR.

La BCUC prescrit l'utilisation d'une année témoin future pour établir les tarifs et, selon cette méthode, prescrit la prévision de l'énergie 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 autorisés ordinaires (« RCP »).

TGI, TGVI, TGWI et FortisBC présentent une demande de revenus tarifaires dont la grille est fondée sur leurs estimations du coût du service. Une fois que le tarif est approuvé, il n'est pas rajusté si le coût du service réel diffère des estimations, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au traitement en compte de report ou par la voie des mécanismes de TAR.

Selon l'ancien mécanisme de TAR, les clients de TGI partageaient également le montant des bénéfices réalisés supérieurs ou inférieurs au RCP autorisé. En 2008, la BCUC a prorogé le mécanisme de TAR de FortisBC pour les exercices 2009 à 2011. Selon ce mécanisme, 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 sont partagés à parts égales entre les clients et FortisBC. Tout excédent fait l'objet d'un compte de report. La portion des incitatifs de la TAR revenant à FortisBC est assujettie au respect par la société de certaines normes de rendement et à l'approbation de la BCUC.

Le RCP autorisé de TGI était de 9,50 % pour 2010 (8,47 % pour la période de janvier à juin 2009 et de 9,50 % à compter du 1^{er} juillet 2009) appliqué à une structure de capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires (35 % pour 2009). Le RCP autorisé de TGVI était de 10,00 % pour 2010 (9,17 % pour la période de janvier à juin 2009 et de 10,00 % à compter du 1^{er} juillet 2009) appliqué à une structure de capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires. Le RCP autorisé de TGWI était de 10,00 % pour 2010 (8,97 % pour la période de janvier à juin 2009 et de 10,00 % à compter du 1^{er} juillet 2009) appliqué à une structure de capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires. Le RCP autorisé de FortisBC était de 9,90 % pour 2010 (8,87 % pour 2009) appliqué à une structure de capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires.

Auparavant, le RCP autorisé de TGI, de TGVI, de TGWI et de FortisBC était ajusté chaque année au moyen d'une formule d'ajustement automatique des prévisions modifiées à l'égard du rendement des obligations à long terme du Canada. En date du 1^{er} juillet 2009, la BCUC a fixé les RCP autorisés de TGI, de TGVI et de TGWI, et en date du 1^{er} janvier 2010, de FortisBC, et elle a établi que l'ancienne formule d'ajustement automatique utilisée pour établir le RCP sur une base annuelle ne s'appliquait plus tant que la BCUC n'aurait pas procédé à un nouvel examen.

FortisAlberta

FortisAlberta est régie par l'Alberta Utilities Commission (« AUC »), en vertu de l'*Electric Utilities Act* (Alberta), de la *Public Utilities 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 9,00 % pour 2010 (9,00 % pour 2009) appliqué à une structure de capital réputée comprendre 41 % 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 du service réel diffère du coût estimatif, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au traitement en compte de report.

Auparavant, le RCP autorisé de FortisAlberta était 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. Dans sa décision générale sur les coûts en capital de novembre 2009, l'AUC a décidé que le RCP autorisé pour les entreprises de services publics qu'elle réglemente en Alberta serait fixé à 9,00 % pour 2009, pour 2010 et, provisoirement, pour 2011, et que la formule d'ajustement automatique utilisée pour établir le RCP ne s'appliquait plus tant que l'AUC n'aurait pas procédé à un réexamen.

31 décembre 2010 et 2009

2. Nature de la réglementation (suite)

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 services publics 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 cette méthode, la prévision du rendement de la base tarifaire approuvée et de la structure du 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.

En général, le RCP autorisé de la société de services publics est ajusté chaque année, entre les années témoins, 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 la société était de 8,95 % pour 2009, calculé selon la formule d'ajustement automatique et appliqué à une structure du capital réputée comprendre 45 % de capitaux propres ordinaires. Toutefois, le PUB a fixé le RCP autorisé de Newfoundland Power à 9,00 % pour 2010 en fonction d'une structure du capital réputée comprendre 45 % de capitaux propres ordinaires. En avril 2010, le PUB a approuvé une modification apportée à la formule d'ajustement automatique. Les prévisions modifiées à l'égard du rendement des obligations à long terme du Canada sont maintenant utilisées pour déterminer le taux sans risque servant au calcul du coût prévisionnel des capitaux propres utilisé dans la formule pour 2011 et 2012. L'approche précédente était fondée sur une observation sur dix jours du rendement des obligations à long terme du Canada comme taux sans risque prévisionnel.

La société présente une demande de revenus tarifaires dont la grille est fondée sur les estimations du coût du service. Une fois que le tarif est approuvé, il n'est pas ajusté même si le coût du service réel diffère du coût estimatif, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au traitement en compte de 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 du capital réputée, appliqué à l'actif de la base tarifaire autorisée. Le RCP autorisé de Maritime Electric était de 9,75 % pour 2010 (9,75 % pour 2009) en fonction d'une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires. Maritime Electric 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 du service réel diffère du coût estimatif, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au traitement en compte de report.

En novembre 2010, Maritime Electric a conclu une entente sur électricité avec le gouvernement de l'Î.-P.-É. (l'« entente »). L'entente couvre la période du 1^{er} mars 2011 au 29 février 2016. En vertu de l'entente, le gouvernement de l'Î.-P.-É. assumera la responsabilité du coût de l'énergie de remplacement et des coûts mensuels d'exploitation et d'entretien liés à la centrale nucléaire Pointe Lepreau (« Pointe Lepreau ») de New Brunswick Power (« Énergie NB »), à compter du 1^{er} mars 2011, jusqu'à ce que Pointe Lepreau soit complètement remise en état, ce qui est prévu pour l'automne 2012. Maritime Electric a également conclu avec Énergie NB un contrat d'achat d'énergie de cinq ans, prenant effet le 1^{er} mars 2011. Dans le cadre de l'entente et en raison des effets du nouveau contrat d'achat d'énergie, les coûts de l'approvisionnement énergétique ont baissé et les tarifs d'électricité imposés à la clientèle ont été abaissés d'environ 14,0 %, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2011, date à laquelle a commencé un gel de deux ans des tarifs imposés à la clientèle.

FortisOntario

Énergie Niagara, Algoma 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 »). Énergie Niagara et Algoma Power sont assujetties 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.

Le RCP autorisé d'Énergie Niagara était de 8,01 % pour 2010 (8,01 % pour 2009) appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires, à compter du 1^{er} mai 2010. Avant cette date, la structure du capital réputée était de 43,3 % de capitaux propres ordinaires (46,7 % pour la période de janvier à avril 2009, inclusivement, et 43,3 % à compter du 1^{er} mai 2009). En date du 1^{er} mai 2009, les tarifs de distribution d'électricité d'Énergie Niagara ont été rajustés en fonction des coûts prévus pour 2009. Avant le 1^{er} mai 2009, les tarifs de distribution d'électricité étaient fondés sur les coûts provenant d'une année témoin historique 2004.

À compter du 1^{er} décembre 2010, le RCP autorisé d'Algoma Power était de 9,85 % appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires, et les tarifs de distribution d'électricité de la société de services publics ont été rajustés en fonction des coûts prévus pour 2011. Avant le 1^{er} décembre 2010, le RCP autorisé d'Algoma Power était de 8,57 % appliqué à une structure du capital réputée comprendre 50 % de capitaux propres ordinaires, et les tarifs de distribution d'électricité étaient fondés sur les coûts provenant d'une année témoin historique 2007. Algoma Power est assujettie à l'utilisation et à la mise en œuvre du programme de subventions appelé « Protection de la tarification en régions rurales et éloignées ». Ce programme vise à combler l'écart entre les besoins de revenus approuvés par la CEO et les tarifs de distribution d'électricité actuels, rajustés pour tenir compte de l'augmentation moyenne des tarifs dans la province d'Ontario.

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 de faire respecter les conditions des permis. Le tarif de base de l'électricité de Belize Electricity comporte deux volets. Le premier est la distribution à valeur ajoutée et le second, les coûts du combustible et de l'électricité achetée, y compris les coûts variables de production, qui sont transmis dans les tarifs imposés à la clientèle. Le volet de la distribution à valeur ajoutée du tarif autorise la société 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 »). À la suite de la décision finale rendue par la PUC en juin 2008, le RAB autorisé de Belize Electricity pour 2010 était de 10,00 % (10,00 % pour 2009). Le RAB autorisé n'a toutefois pas été atteint en raison de questions réglementaires en suspens, mais il devrait l'être une fois ces questions réglées.

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 de licences de transport et distribution et de production du gouvernement des îles Caïmans. La licence de transport et de distribution exclusive 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 non exclusive est en vigueur pour une période de 21,5 ans, venant à échéance en septembre 2029.

Les licences prévoient un mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs fondé sur les indices des prix à la consommation publiés. Les tarifs d'électricité pour 2010 ont été fixés conformément aux licences, maintenant ainsi le RAB autorisé dans une fourchette cible de 7,75 % à 9,75 % (de 9,00 % à 11,00 % pour 2009). Les licences précisent le rôle de l'Electricity Regulatory Authority, laquelle gère les licences, élabore les normes régissant les licences et veille à leur respect, examine le mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs et approuve 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 de janvier et 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 gouverneur des îles Turks et Caicos au moyen d'une année témoin future afin de fournir à Fortis Turks and Caicos un RAB autorisé de 17,50 % (le « bénéfice d'exploitation autorisé ») selon une base tarifaire calculée, et comprennent les intérêts sur les manques à gagner entre le bénéfice d'exploitation réel et le bénéfice d'exploitation autorisé sur une base cumulative (le « manque à gagner cumulatif »).

Fortis Turks and Caicos soumet des demandes annuelles au gouverneur des îles Turks et Caicos calculant le montant du bénéfice d'exploitation autorisé et du manque à gagner cumulatif. Les demandes pour 2010 sollicitaient un bénéfice d'exploitation autorisé pour 2010 de 25 millions \$ (25 millions \$ US) et un manque à gagner cumulatif au 31 décembre 2010 de 50 millions \$ (50 millions \$ US). Fortis Turks and Caicos a exercé son droit légal, en vertu des ententes, de demander une augmentation des tarifs d'électricité, à compter du 31 mai 2010, pour commencer à récupérer le manque à gagner cumulatif. La demande d'augmentation des tarifs n'a pas été acceptée, mais Fortis Turks and Caicos poursuit les discussions avec le gouverneur des îles Turks et Caicos à ce sujet. La récupération du manque à gagner cumulatif est toutefois tributaire des volumes de ventes et des charges futurs.

3. 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, comme il est décrit à la note 2. 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 cette note, aux rubriques « Actifs et passifs réglementaires », « Immobilisations de services publics », « Actifs incorporels », « Avantages sociaux futurs », « Impôts sur les bénéfices » et « Constatation des produits », ainsi qu'à la note 5.

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

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 de dépôt.

Actifs et passifs réglementaires

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

31 décembre 2010 et 2009

3. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

Actifs et passifs réglementaires (suite)

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 admissibles au report, auquel cas la modification serait immédiatement reflétée dans les états financiers consolidés. 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.

Certains actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs font 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 3061, « Immobilisations corporelles », au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéficiaires », et au chapitre 3475, « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités » du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables agréés* (« ICCA »). Tous les actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs dont il est question à la note 5 ne font pas l'objet de directives précises d'une source première de PCGR du Canada. Par conséquent, aux termes du chapitre 1100, « Principes comptables généralement reconnus », 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 ». Pour l'élaboration de ces conventions comptables, la Société peut consulter d'autres sources, y compris des prises de position publiées par des organismes de normalisation comptable dans d'autres pays. Ainsi, la Société a établi que, selon le chapitre 1100, tous ses actifs et passifs réglementaires peuvent être constatés selon les PCGR du Canada et que cette présentation est conforme à la norme Codification 980, *Regulated Operations*, du Financial Accounting Standards Board des États-Unis.

Stocks

Les stocks sont évalués au coût moyen pondéré ou à la valeur de réalisation nette, selon le moindre des deux montants. Lorsque les circonstances ayant antérieurement causé la dépréciation des stocks en deçà de leur coût n'existent plus, le montant de la dépréciation fait l'objet d'une reprise.

Immobilisations de services publics

Les immobilisations de services publics sont constatées au coût moins l'amortissement cumulé, hormis les exceptions suivantes : (i) 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; (ii) 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; et (iii) les immobilisations de services publics de Fortis Turks and Caicos sont présentées selon des valeurs d'expertise au 18 septembre 1986. Les ajouts ultérieurs à Fortis Turks and Caicos sont présentés au coût, y compris les 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 des ententes pour une contrepartie totalisant 2,00 \$ US, selon les documents comptables des sociétés.

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, de Newfoundland Power et de Maritime Electric comprend un montant autorisé aux fins réglementaires au titre des coûts 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 2010, le passif réglementaire à long terme au titre des coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, était de 339 millions \$ (326 millions \$ au 31 décembre 2009) (note 5 xviii).

Comme l'autorise l'organisme de réglementation, FortisBC (et, avant 2010, les sociétés Terasen Gas) comptabilise les coûts réels d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, en les imputant à l'amortissement cumulé. Avant le quatrième trimestre de 2009, FortisBC avait estimé un montant, dans la dotation aux amortissements, représentant une provision pour les coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération. Compte tenu des informations dont la société disposait à la fin de 2009, FortisBC croit qu'il est plus approprié que la portion de la dotation aux amortissements et de l'amortissement cumulé connexe qui avait précédemment été estimée au titre de la provision pour les coûts futurs d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, soit présentée à titre d'amortissement cumulé plutôt qu'à titre de provision pour les coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, dans les passifs réglementaires. Ainsi, l'information présentée sur les incidences de la réglementation sur FortisBC est plus fiable et plus pertinente. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, comme l'autorise l'organisme de réglementation, 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, à titre de charges d'exploitation qui sont recouvrées auprès des clients dans les tarifs courants. L'excédent positif ou négatif des coûts réels engagés par rapport au montant approuvé doit être comptabilisé dans un compte de report réglementaire à des fins de recouvrement auprès des clients, ou de remboursement aux clients, dans les tarifs futurs. Au cours de 2010, des coûts réels d'enlèvement d'actifs d'environ 10 millions \$ ont été engagés; sur ce montant, 8 millions \$ ont été constatés dans les charges d'exploitation et 2 millions \$ ont été reportés à titre d'actif réglementaire.

En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux des sociétés Terasen Gas, de FortisAlberta, de FortisBC, de Newfoundland Power et de Maritime Electric, déduction faite du produit de récupération, seraient constatés dans la période au cours de laquelle ils ont été engagés.

FortisOntario, Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos comptabilisent en résultat les coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, dans la période au cours de laquelle ils ont été engagés. Ces coûts nets n'ont pas eu d'incidence importante sur les bénéfices consolidés de 2010 et de 2009 de la Société.

Au moment de la mise hors service ou de la cession d'immobilisations de services publics, le coût en capital des immobilisations est imputé à l'amortissement cumulé par FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, Belize Electricity et Caribbean Utilities (et, avant 2010, par les sociétés Terasen Gas), 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. La perte imputée à l'amortissement cumulé en 2010 s'est établie à environ 24 millions \$ (37 millions \$ en 2009).

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, les sociétés Terasen Gas avec l'accord de l'organisme de réglementation concerné, comptabilisent 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 dans un compte de report réglementaire pour le recouvrement auprès de la clientèle à même les tarifs futurs, sous réserve d'une approbation réglementaire (note 5 x).

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 FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, Belize Electricity, Caribbean Utilities et des sociétés Terasen Gas serait comptabilisée en résultat au cours de la période considérée.

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 comptabilisée en résultat.

Conformément aux exigences de leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés Terasen Gas, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos 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 l'organisme de réglementation. 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 de services publics construites et amortis sur leur durée de vie utile estimative. En 2010, les CIC ont totalisé 57 millions \$ (57 millions \$ en 2009).

Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, Caribbean Utilities et Belize Electricity incluent la composante capitaux propres dans la provision pour fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC ») qui est incluse dans le coût des immobilisations de services publics. Puisque la PFUPC 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. La PFUPC est déduite des frais financiers, et la PFUPC capitalisée au cours de 2010 s'est établie à 28 millions \$ (18 millions \$ en 2009) (note 20), y compris une composante capitaux propres de 15 millions \$ (9 millions \$ en 2009). La PFUPC est passée en charges au moyen de la dotation aux amortissements sur la durée de service estimative des immobilisations de services publics connexes.

En date du 1^{er} janvier 2010, comme approuvé par l'organisme de réglementation, FortisAlberta a commencé à imputer au poste Immobilisations de services publics du bilan une partie de l'amortissement des immobilisations de services publics, comme les outils et les véhicules, utilisées pour la construction d'autres actifs. Au cours de 2010, un montant d'environ 5 millions \$ de dotation aux amortissements a été capitalisé.

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 comptabilisés en résultat au cours de la période où ils sont engagés, alors que les coûts de remplacement et d'amélioration sont capitalisés.

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 2010, la dotation aux amortissements a été réduite de 3 millions \$ (4 millions \$ en 2009) en raison de l'amortissement de l'ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales. En l'absence de réglementation des tarifs, le compte d'ajustement réglementaire de la valeur aux fins fiscales et l'amortissement connexe ne seraient pas autorisés.

Les immobilisations de services publics sont amorties selon la méthode linéaire sur la durée de service estimative des immobilisations. Des études sur l'amortissement récemment menées au sein des sociétés Terasen Gas, de FortisAlberta et de Fortis Turks and Caicos ont entraîné des modifications, au cours de 2010, de la durée de service estimative de certaines immobilisations de services publics. Les taux d'amortissement en 2010 variaient de 0,4 % à 33,3 % (de 0,4 % à 33,3 % en 2009). En 2010, le taux mixte moyen pondéré d'amortissement avant réduction pour amortissement des apports sous forme d'aide à la construction s'est établi à 3,5 % (3,2 % en 2009).

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, comme approuvé par l'organisme de réglementation, les sociétés Terasen Gas ont commencé à amortir les immobilisations de services publics le mois suivant celui au cours duquel celles-ci sont devenues disponibles à des fins d'utilisation. Avant 2010, l'amortissement commençait l'année suivant celle au cours de laquelle les immobilisations de services publics étaient devenues disponibles à des fins d'utilisation. Au cours de 2010, une dotation aux amortissements additionnelle de quelque 2 millions \$ a été comptabilisée, par suite de cette modification.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2010 et 2009

3. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

Immobilisations de services publics (suite)

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

(années)	2010		2009	
	Fourchette des durées de service moyennes	Durée de service résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées de service moyennes	Durée de service résiduelle moyenne pondérée
Distribution				
Gaz	4–53	30	10–50	34
Électricité	5–75	27	5–75	26
Transport				
Gaz	4–75	29	10–50	33
Électricité	10–75	34	10–75	34
Production	5–75	33	5–75	31
Divers	3–70	11	5–70	13

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 moins l'amortissement cumulé. 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 amorti linéairement sur une durée de 2 à 25 ans.

Les coûts d'entretien et de réparation des biens productifs sont comptabilisés 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.

Actifs incorporels

Les actifs incorporels sont constatés au coût moins l'amortissement cumulé. Les actifs incorporels se composent des coûts des logiciels; des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau; des redevances de franchise; et des contrats des clients.

La durée de vie utile des actifs incorporels est évaluée comme étant limitée ou indéfinie. Les actifs incorporels à durée de vie indéfinie font l'objet d'une évaluation annuelle visant à déterminer s'il y a eu dépréciation, soit individuellement ou au niveau de l'unité d'exploitation. Ces actifs incorporels ne sont pas amortis. Un actif incorporel à durée de vie indéfinie est passé en revue chaque année afin de déterminer s'il convient toujours d'établir que leur durée de vie utile est indéfinie. Si ce n'est pas le cas, l'évaluation de la durée de vie utile passe, sur une base prospective, d'indéfinie à limitée.

Les actifs incorporels ayant une durée de vie limitée sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de service estimative des actifs et font l'objet d'une évaluation visant à déterminer s'il y a eu dépréciation lorsqu'il y a indication que l'actif incorporel pourrait avoir subi une dépréciation. Les taux d'amortissement des actifs incorporels réglementés sont approuvés par les organismes de réglementation respectifs et nécessitent l'utilisation d'estimations de la durée de vie utile des actifs. Une étude sur l'amortissement récemment menée au sein des sociétés Terasen Gas a entraîné des modifications, au cours de 2010, de la durée de service estimative de certains actifs incorporels.

Les taux d'amortissement en 2010 se sont échelonnés de 1,0 % à 25,0 % (de 1,0 % à 25,0 % en 2009). Les fourchettes des durées de service et les durées de service résiduelles moyennes pondérées des actifs incorporels à durée de vie limitée aux 31 décembre se présentaient comme suit.

(années)	2010		2009	
	Fourchette des durées de service moyennes	Durée de service résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées de service moyennes	Durée de service résiduelle moyenne pondérée
Logiciels	5–10	5	5–10	5
Droits fonciers, de transport et relatifs à l'eau	15–65	38	15–61	37
Redevances de franchise, contrats des clients et autres actifs	4–100	10	4–100	6

Les actifs incorporels sont sortis du bilan au moment de leur cession ou lorsqu'on ne prévoit tirer aucun avantage économique futur de leur utilisation. Au moment de la mise hors service ou de la cession d'actifs incorporels, le coût en capital des immobilisations est imputé à l'amortissement cumulé par FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, Belize Electricity et Caribbean Utilities (et avant 2010, par les sociétés Terasen Gas), comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, sans qu'aucune perte, le cas échéant, ne soit constatée 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. En l'absence de réglementation des tarifs, toute perte à la mise hors service ou à la cession d'actifs incorporels de FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, Belize Electricity et Caribbean Utilities (et avant 2010, des sociétés Terasen Gas) serait constatée au cours de la période considérée. La perte imputée à l'amortissement cumulé en 2010 s'est établie à environ 4 millions \$ (1 million \$ en 2009).

À compter du 1^{er} janvier 2010, comme l'exige l'organisme de réglementation, les sociétés Terasen Gas comptabilisent toute valeur comptable nette résiduelle, déduction faite du produit de récupération, dans un compte de report réglementaire au moment de la mise hors service ou de la cession des actifs incorporels, pour être recouvrée auprès des clients au moyen des tarifs futurs, sous réserve de l'approbation de l'organisme de réglementation. Si les tarifs n'étaient pas réglementés, toute perte découlant de la mise hors service ou de la cession d'actifs incorporels serait comptabilisée en résultat dans la période au cours de laquelle la perte survient.

Pour FortisOntario et Fortis Turks and Caicos, la valeur comptable nette résiduelle, déduction faite du produit de récupération, au moment de la mise hors service ou de la cession des actifs incorporels, est immédiatement comptabilisée en résultat.

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 d'autres actifs à long terme lorsque des événements ou des changements de circonstances indiquent que la valeur comptable des actifs excède le montant total des flux de trésorerie non actualisés attendus de leur utilisation et de leur cession éventuelle. Une moins-value, égale à l'écart entre la valeur comptable des actifs et leur juste valeur, qui est établie à l'aide de techniques d'actualisation, est comptabilisée 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 clos les 31 décembre 2010 et 2009.

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 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 nettes 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 entreprises pour établir si les actifs ont subi une moins-value. Le recouvrement de la valeur comptable des actifs réglementaires, y compris un juste taux de 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 nettes des sociétés réglementées ne sont pas directement rattachées à des actifs, mais sont plutôt mises en commun pour l'ensemble des sociétés de services publics réglementés.

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 d'entreprise. L'écart d'acquisition est comptabilisé au coût initial moins tout amortissement antérieur, et toute moins-value pour dépréciation. La Société est tenue de faire un test de dépréciation annuel et toute provision pour moins-value est comptabilisée en résultat. Au cours de 2009, Fortis a changé la date du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, la faisant passer du 31 juillet au 1^{er} octobre afin de la rapprocher de la période de préparation des budgets financiers annuels de la Société et de ses filiales. Par conséquent, cette modification comptable était mieux adaptée à la situation de la Société. Le changement de la date du test n'a pas eu pour effet de retarder, d'accélérer ou d'éviter une perte de valeur. La Société a procédé au test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel au 31 juillet 2009, et de nouveau au 1^{er} octobre 2009. La modification de la date du test n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés.

Pour évaluer la moins-value, la juste valeur de chacune des unités 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 croire que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable. Le test de dépréciation annuel a été effectué le 1^{er} octobre 2010. Aucune provision pour moins-value de l'écart d'acquisition n'a été constituée pour les exercices clos les 31 décembre 2010 et 2009.

31 décembre 2010 et 2009

3. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

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 du coût 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.

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 de retraite 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 ou de la perte actuarielle cumulée nette sur 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la juste valeur des actifs des régimes (la valeur de marché des actifs des régimes 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 adopté de manière prospective le chapitre 3461 du *Manuel de l'ICCA*, « Avantages sociaux futurs ». 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 de retraite constatée selon les PCGR du Canada et la charge recouvrée auprès de la clientèle dans les tarifs courants à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées – qui devrait être recouvré auprès de la clientèle ou remboursé à cette dernière à même les tarifs futurs – est assujéti au report (note 5 xv)). En l'absence de réglementation des tarifs, le traitement en compte de report ne serait pas autorisé.

Régimes supplémentaires de retraite et d'avantages complémentaires de retraite

La Société, les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisOntario offrent aussi des avantages complémentaires de retraite (« ACR ») 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 du coût lié 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 les organismes de réglementation respectifs le permettent, le coût des régimes d'ACR de FortisAlberta (et de Newfoundland Power jusqu'au 31 décembre 2010) est récupéré à même les tarifs imposés à la clientèle en fonction des paiements au comptant versés. 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. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011, comme l'organisme de réglementation concerné le permet, le coût des ACR de Newfoundland Power est récupéré à même les tarifs imposés à la clientèle selon la méthode de la comptabilité d'exercice pour les ACR. L'actif des ACR réglementaire transitoire de 53 millions \$ au 31 décembre 2010 sera amorti selon la méthode linéaire sur une période de 15 ans (note 5 iv)).

Tout écart entre la charge constatée selon les PCGR du Canada et la charge recouvrée auprès de la clientèle dans les tarifs courants à l'égard des régimes d'ACR et des régimes supplémentaires de retraite – qui devrait être recouvré auprès de la clientèle ou remboursé à cette dernière à même les tarifs futurs – est assujéti au traitement en compte de report (note 5 iv)). En l'absence de réglementation des tarifs, le traitement en compte de report ne serait pas permis.

Rémunération à base d'actions

La Société comptabilise une charge de rémunération liée 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 17). 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. Les extinctions, annulations et expirations d'options sur actions sont comptabilisées en résultat dans la période au cours de laquelle elles surviennent à titre de réduction de la charge de rémunération.

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 la méthode de la valeur intrinsèque, en constatant linéairement une charge de rémunération sur la période d'acquisition des droits. La valeur intrinsèque 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.

Conversion des devises

Les actifs et les passifs des établissements étrangers de la Société, qui sont tous autonomes et libellés en dollars américains ou en une monnaie dont la valeur est fondée sur celle du dollar américain, sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan. La monnaie de présentation de Belize Electricity est le dollar bélizien, alors que celle de Caribbean Utilities, de Fortis Turks and Caicos, de BECOL et de FortisUS Energy est le dollar américain. La valeur du dollar bélizien (\$ BZ) est fondée sur celle du dollar américain selon le rapport 2,00 \$ BZ pour 1,00 \$ US. Le taux de change en vigueur au 31 décembre 2010 était de 1,00 \$ US = 0,99 \$ CA (1,00 \$ US = 1,05 \$ CA au 31 décembre 2009). 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 des établissements étrangers de la Société 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 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 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 comptabilisés en résultat.

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 comme élément constitutif d'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 d'une variation de la juste valeur d'un instrument financier dérivé, qu'il soit ou non désigné comme constitutif d'une relation de couverture admissible, et le montant recouvré auprès des clients dans les tarifs courants est assujettie au traitement en compte de report réglementaire. Ce montant doit être recouvré auprès des clients ou remboursé aux clients au moyen des tarifs futurs (note 5 iii)). En l'absence de réglementation des tarifs, le traitement en compte de report de variations de la juste valeur des instruments financiers non désignés comme constitutif d'une relation de couverture admissible ne serait pas permis. De façon générale, la Société limite l'utilisation d'instruments financiers dérivés à ceux qui sont admissibles comme couvertures, comme il est décrit à la rubrique « Relations de couverture » dans la présente note.

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 consolidés 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 consolidé. Ces coûts de transaction sont amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif sur la durée de vie de l'instrument financier connexe.

Relations de couverture

Au 31 décembre 2010, les relations de couverture de la Société étaient composées de contrats 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 transaction.

Les contrats de change à terme sont détenus par les sociétés Terasen Gas. Au cours de 2010, TGI a conclu un contrat de change à terme afin de couvrir le risque de flux de trésorerie à l'égard d'environ 8 millions \$ US qui restent à payer en vertu d'un contrat visant la mise en œuvre d'un système d'information-clients. En outre, TGI a un contrat de change à terme afin de couvrir le risque de flux de trésorerie à l'égard d'environ 1 million \$ US qui restent à payer en vertu d'un contrat pour la construction d'une installation de stockage de gaz naturel liquéfié (« GNL »). Les justes valeurs des contrats de change à terme sont calculées en utilisant la valeur actualisée de ses flux de trésorerie

31 décembre 2010 et 2009

3. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

Relations de couverture (suite)

selon un taux de change du marché et la courbe des taux de change à terme. Une variation des justes valeurs des contrats de change à terme de TGI et de TGVI est reportée à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement à ces derniers à même les tarifs futurs, comme l'organisme de réglementation le permet.

Les dérivés sur gaz naturel servent à fixer 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 est calculée en utilisant la valeur actualisée de leurs flux de trésorerie selon les courbes des cours du marché et des taux à terme relatives aux prix du gaz naturel.

Les justes valeurs des contrats de change à terme et celles des dérivés sur gaz naturel sont des estimations des montants que les sociétés Terasen Gas recevraient ou paieraient pour régler les obligations contractuelles en cours à la date du bilan. Au 31 décembre 2010, aucun des dérivés sur gaz naturel n'était désigné pour couvrir les contrats d'approvisionnement en gaz naturel. Néanmoins, les variations de la juste valeur des dérivés sur gaz naturel sont reportées à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de paiement aux clients dans les tarifs futurs, comme l'organisme de réglementation le permet.

Le bénéfice que la Société tire des filiales étrangères autonomes et les investissements nets qu'elle a 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 les filiales étrangères 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 comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.

Impôts sur les bénéfices

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 comptabilisée en résultat pendant la période où la modification a lieu. La charge ou le recouvrement d'impôts de l'exercice est constaté à hauteur des impôts à payer ou à recevoir estimatifs pour l'exercice.

Comme l'ont approuvé leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power et FortisOntario recouvrent la charge d'impôts dans les tarifs des clients à partir seulement des impôts sur les bénéfices qui sont actuellement exigibles aux fins de la réglementation, sauf pour certains comptes de report prescrits expressément par les organismes de réglementation respectifs. Par conséquent, les tarifs courants imputés à la clientèle ne comprennent pas le recouvrement d'impôts futurs liés aux écarts temporaires entre la valeur fiscale des actifs et des passifs et leur valeur comptable aux fins réglementaires, puisque ces impôts devraient être recouverts à même les tarifs imposés à la clientèle lorsqu'ils deviendront exigibles. Les entreprises de services publics ci-dessus constatent un actif ou un passif réglementaire compensatoire pour les montants d'impôts qui devraient être recouverts ou remboursés à même les tarifs imputés à la clientèle lorsqu'ils deviennent à payer ou à recevoir (note 5 i)).

Belize Electricity est assujettie aux impôts sur les bénéfices des sociétés en vertu de la *Income and Business Tax Act* (Belize). Jusqu'au 1^{er} avril 2010, les impôts sur les bénéfices des sociétés étaient plafonnés à 1,75 % des produits bruts. Depuis le 1^{er} avril 2010, les impôts sur les bénéfices ont augmenté pour atteindre 6,50 % des produits bruts. Les impôts sur les bénéfices des sociétés supplémentaires de 4,75 % sont reportés par Belize Electricity pour le recouvrement auprès de la clientèle à même les tarifs d'électricité futurs. Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos ne sont pas assujetties aux impôts sur les bénéfices puisqu'elles exercent leurs activités dans des territoires libres d'impôt. BECOL n'est pas assujettie aux impôts sur les bénéfices puisqu'elle a obtenu une exonération d'impôt du gouvernement du Belize pour la durée de ses CAÉ de 50 ans.

Tout écart entre la charge ou le recouvrement d'impôts constaté selon les PCGR du Canada et la charge recouvrée auprès de la clientèle ou remboursée à celle-ci à même les tarifs courants, dont le recouvrement auprès de la clientèle, ou le remboursement à celle-ci, à même les tarifs futurs est prévu, est assujetti au traitement en compte de report (note 5 i)). En l'absence de réglementation des tarifs, le traitement en compte de report ne serait pas permis.

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

Constatation des produits

Les produits des entreprises de services publics réglementés de la Société sont constatés d'une manière approuvée par les organismes de réglementation applicables à chaque entreprise de services publics. Ces produits sont facturés à des tarifs approuvés par l'organisme de réglementation concerné 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 l'organisme de réglementation, les produits tirés de la vente d'électricité par Belize Electricity sont constatés au moment de l'envoi de factures mensuelles aux clients. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits seraient comptabilisés selon la comptabilité d'exercice. L'écart entre la comptabilisation des produits sur facturation et la comptabilisation selon la comptabilité d'exercice a été comptabilisé au bilan consolidé à titre de passif réglementaire (note 5 *xxiii*).

Comme le prescrit l'organisme de réglementation, FortisAlberta est tenue de se procurer les services 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 les facturant aux détaillants des clients par l'intermédiaire de la composante transport des tarifs de FortisAlberta approuvés par son organisme de réglementation. 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 transférer les coûts du transport aux utilisateurs finaux étant donné que le fournisseur de transport n'entretient pas de relation directe avec ces clients. Par conséquent, FortisAlberta présente les produits et les charges liés aux services de transport sur une base nette. Les tarifs perçus sont fondés sur les charges de transport prévues et, avant 2010 à l'égard de certains éléments des coûts du transport, FortisAlberta était exposée au risque que les charges réelles diffèrent des produits prévus liés aux services de transport. Tous les autres écarts étaient assujettis au traitement en compte de report et sont récupérés auprès de la clientèle ou remboursés à cette dernière au moyen des tarifs futurs. À compter du 1^{er} janvier 2010, comme l'organisme de réglementation concerné le permet, FortisAlberta n'est plus exposée aux risques prévus relativement aux coûts du transport, puisque tous les écarts entre les produits et les charges liés aux services de transport sont assujettis au traitement en compte de report et sont à récupérer auprès de la clientèle, ou remboursés à celle-ci, à même les tarifs futurs (note 5 *viii*). En l'absence de réglementation des tarifs, le traitement en compte de report ne serait pas permis.

Les activités réglementées de FortisOntario sont principalement composées des activités de Cornwall Electric, d'Énergie Niagara et d'Algoma 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 d'Énergie Niagara et d'Algoma Power ne sont pas groupés. À Énergie Niagara et Algoma Power, les coûts de l'électricité et du transport sont transmis à la clientèle, et les 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 entreprises de services publics réglementés de l'Ontario, comme l'exige la réglementation de la CEO. Le montant des produits tirés du transport suivis distinctement à Énergie Niagara est négligeable comparativement aux produits consolidés de Fortis.

Les produits de toutes les activités de production non réglementée de la Société sont comptabilisés 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, pour des durées diverses, à des locataires de locaux pour commerces de détail et pour bureaux. 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 frais récupérés auprès des locataires sont comptabilisés à titre de produits. L'augmentation des taux de location prévue dans les contrats de location à long terme est comptabilisée 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. La juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est fondée sur une estimation de la valeur actuelle des dépenses futures prévues, actualisée selon un taux d'intérêt sans risque rajusté en fonction de la qualité de crédit. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont ajustées à la fin de chaque période de présentation de l'information financière pour prendre en compte l'écoulement du temps et les variations des flux de trésorerie futurs estimatifs sous-jacents de l'obligation. Les coûts réels engagés pour le règlement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont portés en réduction des passifs.

Au cours de 2010, FortisBC a obtenu suffisamment d'information pour estimer la juste valeur et le calendrier des dépenses futures estimatives liées à l'enlèvement de l'huile contaminée aux biphényles polychlorés (« BPC ») de son équipement électrique. Au 31 décembre 2010, FortisBC avait comptabilisé des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'environ 3 millions \$, qui ont été classées à titre d'autres passifs à long terme (note 14) avec compensation dans les immobilisations de services publics.

31 décembre 2010 et 2009

3. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (suite)

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 légales 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. 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 des terrains 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.

Regroupements d'entreprises

En date du 1^{er} janvier 2010, la Société a adopté par anticipation le chapitre 1582, « Regroupements d'entreprises », du *Manuel de l'ICCA* et a adopté le chapitre 1601, « États financiers consolidés », et le chapitre 1602, « Participations ne donnant pas le contrôle ». Par suite de l'adoption du chapitre 1582, les modifications apportées à la détermination de la juste valeur des actifs et des passifs de l'entreprise acquise dans le cadre d'un regroupement d'entreprises ont entraîné un calcul différent pour l'écart d'acquisition à l'égard des acquisitions conclues à compter du 1^{er} janvier 2010. Ces modifications comprennent la passation en charges des coûts liés à l'acquisition, plutôt que la comptabilisation de ces coûts dans les dépenses en immobilisations, et la déduction des coûts de restructuration liés à l'acquisition d'une entreprise par l'acquéreur. L'adoption du chapitre 1582 n'a pas eu d'incidence notable sur les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Le chapitre 1601 définit les normes relatives à la préparation des états financiers consolidés. Le chapitre 1602 définit les normes en matière de comptabilisation, dans les états financiers consolidés établis après un regroupement d'entreprises, de la participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale. Par suite de l'adoption des chapitres 1601 et 1602, la participation ne donnant pas le contrôle sera présentée comme une composante capitaux propres, plutôt que comme une composante passif, dans le bilan consolidé. En outre, le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu attribuables à la société mère et aux participations ne donnant pas le contrôle sont maintenant présentés séparément dans les états des résultats consolidés et les états du résultat étendu consolidés.

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 entreprises de services publics de la Société exercent leurs activités exigent souvent que ces montants soient comptabilisés à leur valeur estimative jusqu'à ce qu'ils soient 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 comptabilisés en résultat au cours de la période où ils sont confirmés.

Les estimations comptables critiques de la Société sont présentées ci-dessus à la note 3, aux rubriques « Actifs et passifs réglementaires », « Immobilisations de services publics », « Biens productifs », « Actifs incorporels », « Écart d'acquisition », « Avantages sociaux futurs », « Impôts sur les bénéfices », « Constatation des produits » et « Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations », et aux notes 5 et 30.

4. Modifications comptables futures

À compter du 1^{er} janvier 2012, la Société devra adopter un nouveau référentiel de normes comptables. Les entreprises canadiennes ayant une obligation d'information du public sont tenues d'adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011; cependant, les entités admissibles ayant des activités à tarifs réglementés ont obtenu un droit de report facultatif d'une année pour l'adoption des IFRS, en raison de l'incertitude qui persiste au sujet du moment et de l'adoption d'une norme relative à la comptabilisation des activités à tarifs réglementés par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). En tant qu'entité admissible ayant des activités à tarifs réglementés, Fortis a décidé de se prévaloir de ce report d'une année et continuera, par conséquent, de préparer ses états financiers consolidés conformément à la Partie V du *Manuel de l'ICCA* pour toutes les périodes intermédiaires et annuelles clos d'ici le 31 décembre 2011.

Compte tenu de l'incertitude qui persiste au sujet du moment et de l'adoption d'une norme relative à la comptabilisation des activités à tarifs réglementés par l'IASB, Fortis a évalué la possibilité d'adopter les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») à compter du 1^{er} janvier 2012. Les règles canadiennes permettent à un émetteur assujéti de préparer et de déposer ses états financiers selon les PCGR des États-Unis en devenant un émetteur inscrit auprès de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis. Un émetteur inscrit auprès de la SEC, au sens prévu par les règles canadiennes, s'entend d'un émetteur qui : i) détient une catégorie de titres inscrits à la SEC des États-Unis en vertu de l'article 12 de la loi des États-Unis intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée, ou ii) est tenu de déposer des rapports aux termes de la section 15d) de cette loi. La Société a élaboré et mis en œuvre un plan afin de devenir un émetteur inscrit à la SEC d'ici le 31 décembre 2011. Une fois un émetteur inscrit à la SEC, Fortis pourra alors préparer et déposer ses états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis. À moins d'un changement qui établira avec certitude que la Société pourra comptabiliser des actifs et des passifs réglementaires selon les IFRS, Fortis prévoit dresser ses états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis pour toutes les périodes intermédiaires et annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2012.

L'adoption des PCGR des États-Unis en 2012 devrait nécessiter moins de modifications importantes des conventions comptables de la Société que ne l'aurait fait l'adoption des IFRS. Lorsqu'elle applique les PCGR du Canada, la Société se fonde actuellement sur les PCGR des États-Unis pour obtenir des directives à l'égard de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés qui permettent la constatation de l'incidence économique des activités à tarifs réglementés dans les états financiers consolidés découlant du moment où les montants sont reflétés dans les tarifs facturés aux clients. Fortis estime que le maintien de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés et de ses actifs et passifs réglementaires selon les PCGR des États-Unis reflète avec plus de justesse l'incidence de la réglementation des tarifs sur sa situation financière et ses résultats d'exploitation consolidés. Si la Société ne réussit pas à devenir un émetteur inscrit à la SEC d'ici le 31 décembre 2011, Fortis devra adopter les IFRS à compter du 1^{er} janvier 2012. En l'absence d'une norme comptable sur les activités à tarifs réglementés établie par l'IASB, la transition aux IFRS est susceptible d'entraîner la décomptabilisation de certains, sinon de la totalité, des actifs et des passifs réglementaires de la Société, et pourrait rendre le bénéfice consolidé de la Société beaucoup plus volatil que selon les PCGR des États-Unis ou, antérieurement, les PCGR du Canada.

5. Actifs et passifs réglementaires

Selon les ordonnances ou décisions antérieures, existantes ou prévues, les entreprises de services publics réglementés de la Société ont comptabilisé les montants suivants comme devant être récupérés auprès des clients ou remboursés à ces derniers au cours des périodes futures.

Actifs réglementaires <i>(en millions)</i>	2010	2009	Période de récupération résiduelle (années)
Impôts futurs <i>i)</i>	568 \$	514 \$	À déterminer
Comptes de stabilisation tarifaire – Sociétés Terasen Gas <i>ii)</i>	146	82	1
Comptes de stabilisation tarifaire – Entreprises de services publics d'électricité <i>iii)</i>	44	70	Diverses
Actif réglementaire lié aux régimes d'ACR <i>iv)</i>	66	59	Diverses
Report des coûts de l'énergie de remplacement pour la centrale Pointe Lepreau <i>v)</i>	44	23	À déterminer
Avenant de rajustement des produits de distribution à recevoir de 2010 <i>vi)</i>	36	–	1
Coûts de gestion de l'énergie reportés <i>vii)</i>	23	14	1–10
Report des charges de l'AESO <i>viii)</i>	19	80	1
Impôts sur les bénéfices recouvrables au titre des régimes d'ACR <i>ix)</i>	18	18	À déterminer
Pertes à la cession d'immobilisations de services publics reportées <i>x)</i>	16	–	À déterminer
Frais de développement reportés pour des projets d'investissement <i>xi)</i>	11	7	1–20
Frais d'exploitation reportés <i>xii)</i>	11	–	Diverses
Frais reportés – compteurs intelligents <i>xiii)</i>	8	4	À déterminer
Charges locatives reportées <i>xiv)</i>	6	6	13–28
Coûts reportés des régimes de retraite <i>xv)</i>	5	6	5
Nouvelle cotisation d'impôt du pipeline Southern Crossing <i>xvi)</i>	–	7	–
Autres actifs réglementaires <i>xvii)</i>	51	57	À déterminer
Total des actifs réglementaires	1 072	947	
Moins : tranche à court terme	(241)	(221)	1
Actifs réglementaires à long terme	831 \$	726 \$	

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2010 et 2009

5. Actifs et passifs réglementaires (suite)

Passifs réglementaires (en millions)	2010	2009	Période de règlement résiduelle (années)
Provision pour coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux xviii)	339 \$	326 \$	À déterminer
Comptes de stabilisation tarifaire – Sociétés Terasen Gas ii)	60	44	Diverses
Comptes de stabilisation tarifaire – Entreprises de services publics d'électricité iii)	45	21	Diverses
Report des charges de l'AESO viii)	9	–	2
Passif d'incitatifs selon la TAR xix)	8	15	1–2
Gains nets non constatés à la cession d'immobilisations corporelles de services publics xx)	8	8	À déterminer
Intérêts reportés xxi)	7	7	1–3
Produits excédentaires de TGI en 2010 xxii)	7	–	1
Passif au titre des produits non facturés xxiii)	5	10	À déterminer
Produits constatés d'avance liés au pipeline Southern Crossing xxiv)	5	9	1–3
Autres passifs réglementaires xxv)	34	34	À déterminer
Total des passifs réglementaires	527	474	
Moins : tranche à court terme	(60)	(51)	1
Passifs réglementaires à long terme	467 \$	423 \$	

Description de la nature des actifs et des passifs réglementaires

i) Impôts futurs

La Société constate de manière rétroactive les actifs et les passifs d'impôts futurs et les passifs et actifs réglementaires connexes, qui sont liés au montant des impôts futurs censés être remboursés aux clients ou récupérés auprès des clients dans les tarifs futurs de gaz et d'électricité. Les actifs et les passifs d'impôts futurs 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. Les soldes des actifs et des passifs réglementaires devraient être recouverts auprès des clients, ou remboursés à ceux-ci, dans les tarifs futurs lorsque les impôts futurs deviennent exigibles ou à recevoir. En l'absence de réglementation des tarifs, les impôts futurs auraient été comptabilisés en résultat dans la période au fur et à mesure. Les soldes réglementaires liés aux impôts futurs ne sont pas assujettis à un rendement réglementaire.

ii) 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 bénéficiaires, notamment la volatilité des volumes causée principalement par les conditions climatiques, la volatilité des coûts du gaz naturel et les variations de la juste valeur des instruments dérivés sur gaz naturel.

TGI utilise un mécanisme de rajustement pour la stabilisation des produits (« MRSP ») qui saisit les écarts entre les prévisions et la consommation réelle de gaz naturel par les clients résidentiels et commerciaux. De plus, un compte de redressement du coût des marchandises (« CRCM ») et un compte de redressement du coût des activités médianes (« CRCAM ») saisissent les écarts entre les coûts réels du gaz naturel et les coûts prévus tels qu'ils sont recouverts par le truchement des tarifs de base. Le CRCM cumule aussi les variations de la juste valeur des instruments dérivés 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 bénéficiaires. Le CVCG cumule aussi les variations de la juste valeur des instruments dérivés sur gaz naturel de TGVI.

Le montant du MRSP devrait être remboursé à même les tarifs imposés à la clientèle sur une période de trois ans. Les montants du CRCAM, du CRCM et du CVCG devraient être recouverts 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.

Avant 2009, TGVI maintenait 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 dépassait le RCP autorisé établi par la BCUC. Au cours de 2009, le solde du CRIP a été recouvert en entier puisque les bénéfices réalisés excédaient le RCP autorisé. Le recouvrement excédentaire du solde du CRIP a été constaté dans le compte de report de l'excédent des produits (« CREP »), dans lequel a été porté l'excédent de produits créé en 2009. La BCUC avait approuvé le solde du CREP au 31 décembre 2009 selon un montant prévu. Le CREP est rendu aux clients en deux montants égaux en 2010 et 2011. L'écart entre l'excédent réel des produits de 2009 et le montant prévu approuvé a été transféré dans le compte de report de stabilisation tarifaire (« CRST »). Le CRST avait été approuvé par l'organisme de réglementation pour saisir l'excédent des produits de 2009 qui dépassait le montant prévu et pour accumuler les coûts excédentaires recouverts auprès de la clientèle liés à la prestation de services ou pour amortir ces coûts lorsque le bénéfice diffère du RCP autorisé pour 2010 et 2011. Le CRST sera remboursé aux clients dans les tarifs en 2012 et au-delà, selon ce qui sera établi dans la prochaine demande relative aux besoins en revenus des sociétés Terasen Gas.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les comptes de stabilisation tarifaire des sociétés Terasen Gas sont détaillés ci-après.

(en millions)	2010	2009
<i>Actifs réglementaires à court terme</i>		
CRCM	91 \$	40 \$
CRCAM	5	29
CVCG	50	13
	146 \$	82 \$
<i>Passifs réglementaires à court terme</i>		
MRSP	4 \$	12 \$
CREP	2	2
	6 \$	14 \$
<i>Passifs réglementaires à long terme</i>		
MRSP	7 \$	23 \$
CREP	–	2
CRST	47	5
	54 \$	30 \$
Total des passifs réglementaires	60 \$	44 \$

iii) Comptes de stabilisation tarifaire – Entreprises de services publics d'électricité

Les comptes de stabilisation tarifaire liés aux entreprises de services publics d'électricité à tarifs réglementés de la Société (Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Belize Electricity, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos) sont recouverts auprès de la clientèle ou remboursés à cette dernière à même les tarifs futurs 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 combustible ou de l'électricité 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. Le compte de normalisation des effets climatiques permet de diminuer d'un exercice à l'autre la volatilité du bénéfice de Newfoundland Power qui découlerait autrement des fluctuations des produits et de l'électricité achetée. La période de récupération des comptes de stabilisation tarifaire, à l'exception du compte de normalisation des effets climatiques de Newfoundland Power, s'échelonne de un an à quatre ans et est soumise à des examens périodiques par les organismes de réglementation respectifs.

Au 31 décembre 2010, le solde du compte de normalisation des effets climatiques de Newfoundland Power se traduisait par un passif réglementaire net de 3 millions \$ (actif réglementaire de 6 millions \$ au 31 décembre 2009). Le solde du compte 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 en 2008, un solde d'actif non réversible d'environ 7 millions \$ du compte de normalisation des effets climatiques est amorti 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 comptabilisées en résultat au fur et à mesure. La période de recouvrement du solde résiduel du compte de normalisation des effets climatiques reste à déterminer puisqu'elle dépend des conditions climatiques futures.

Au 31 décembre 2010, un solde de 8 millions \$ de coûts reportés d'avant l'exercice 2004 restait à amortir dans le compte de mécanisme d'ajustement du coût de l'énergie (« MACE ») de Maritime Electric. 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 quatre ans. Le report annuel des coûts de l'énergie au compte de MACE est récupéré auprès de la clientèle ou remboursé à la clientèle, comme le permet l'IRAC, sur une période continue de douze mois.

Au 31 décembre 2010, le solde de 29 millions \$ du compte de stabilisation tarifaire de Belize Electricity était à payer (20 millions \$ au 31 décembre 2009) et n'était pas assujéti à un rendement réglementaire.

Au 31 décembre 2010, 5 millions \$ (6 millions \$ au 31 décembre 2009) du solde résiduel des comptes de stabilisation tarifaire à recevoir n'étaient pas assujéti à un rendement réglementaire. En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts du combustible et de l'électricité achetée seraient passés en charges dans la période sur laquelle ils sont engagés.

iv) Actif réglementaire lié aux régimes d'ACR

À FortisAlberta et à 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, comme 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 régimes d'ACR représente la tranche reportée du coût au titre des prestations constituées pour FortisAlberta, FortisBC et Newfoundland Power qui devrait être récupérée auprès des clients à même les tarifs futurs. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011, le PUB a ordonné que soit adoptée la comptabilité d'exercice pour le recouvrement auprès de la clientèle des coûts relatifs aux régimes d'ACR et que l'actif réglementaire transitoire lié aux régimes d'ACR de 53 millions \$ de Newfoundland Power soit amorti et recouvert à même les tarifs

31 décembre 2010 et 2009

5. Actifs et passifs réglementaires (suite)

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

iv) *Actif réglementaire lié aux régimes d'ACR (suite)*

imposés aux clients, en montants égaux, sur une période de 15 ans. En l'absence de réglementation des tarifs, le coût au titre des prestations serait constaté selon la comptabilité d'exercice, comme établi par les calculs actuariels, sans report des coûts comptabilisés au bilan consolidé. Au 31 décembre 2010, les actifs réglementaires liés aux régimes d'ACR de FortisAlberta et de FortisBC totalisant 13 millions \$ (12 millions \$ au 31 décembre 2009) n'étaient pas assujettis à un rendement réglementaire.

v) *Report des coûts de l'énergie de remplacement pour la centrale Pointe Lepreau*

Maritime Electric a obtenu l'approbation réglementaire pour le report des coûts de l'énergie de remplacement requise pendant la mise hors service de la centrale Point Lepreau, afin de la remettre en état. La centrale est hors service depuis 2008 en raison de travaux de remise en état ayant commencé cette année-là. Le calendrier et les modalités du recouvrement des coûts reportés sont assujettis à un nouvel examen par une commission qui sera établie par le gouvernement de l'Î.-P.-É. En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts seraient passés en charges sur la période au cours de laquelle ils sont engagés et aucun report ne serait permis.

vi) *Avenant de rajustement des produits de distribution à recevoir de 2010*

Le rajustement des produits de distribution à recevoir de FortisAlberta représente l'écart de besoins de revenus entre les tarifs intermédiaires facturés à la clientèle en 2010 et ceux approuvés par l'organisme de réglementation pour 2010. Le recouvrement du solde auprès des clients en 2011 a été approuvé. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits seraient moins élevés de 36 millions \$ en 2010. Ce solde n'est pas assujetti à un rendement réglementaire.

vii) *Coûts de gestion de l'énergie reportés*

Les sociétés Terasen Gas, FortisBC, Newfoundland Power et Maritime Electric assurent la prestation de services de gestion de l'énergie visant à promouvoir auprès de leur clientèle des programmes d'efficacité énergétique. Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés Terasen Gas, FortisBC, Newfoundland Power et Maritime Electric ont capitalisé les dépenses connexes et les amortissent selon la méthode linéaire sur des périodes allant de quatre à dix 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 seraient passés en charges sur la période au cours de laquelle ils sont engagés.

viii) *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 transférés aux clients, qui sont assujettis au report et qui doivent être récupérés dans les tarifs futurs imposés à la clientèle. Si les produits récupérés à même les tarifs pour ces éléments viennent à dépasser les coûts réels engagés, l'excédent est reporté à titre de passif réglementaire à être remboursé dans les tarifs futurs imposés à la clientèle. Au 31 décembre 2010, le compte de report des charges de l'AESO se composait du solde de 19 millions \$ de l'actif réglementaire de 2009, qui sera recouvré dans les tarifs imposés à la clientèle en 2011, ainsi que le solde de 9 millions \$ du passif réglementaire de 2010, dont on prévoit le remboursement dans les tarifs imposés à la clientèle en 2012, sous réserve de l'approbation de l'organisme de réglementation. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits et les charges seraient comptabilisés en résultat sur la période au cours de laquelle ils sont engagés et aucun report ne serait permis.

ix) *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 régimes d'ACR dans les tarifs de gaz imposés à la clientèle selon la comptabilité d'exercice plutôt que selon la comptabilité de caisse, ce qui crée un écart temporaire aux fins fiscales. Comme l'organisme de réglementation le permet, 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 de gaz. En l'absence de réglementation des tarifs, les impôts sur les bénéfices ne seraient pas reportés.

x) *Pertes à la cession d'immobilisations de services publics reportées*

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, comme l'organisme de réglementation le permet, les pertes à la mise hors service ou à la cession d'immobilisations de services publics des sociétés Terasen Gas sont comptabilisées dans un compte de report réglementaire pour être recouvrées auprès de la clientèle dans les tarifs futurs. Le recouvrement de ces pertes reportées sera déterminé dans la prochaine demande relative aux besoins en revenus des sociétés Terasen Gas. Avant 2010, les pertes à la mise hors service ou à la cession d'immobilisations de services publics étaient comptabilisées dans l'amortissement cumulé dans le bilan consolidé. En l'absence de réglementation des tarifs, le report des pertes à la mise hors service ou à la cession d'immobilisations de services publics ne serait pas permis.

xi) *Frais de développement reportés pour des projets d'investissement*

Les frais de développement reportés pour les projets d'investissement comprennent les frais engagés pour les projets en cours des sociétés Terasen Gas dont le recouvrement auprès des clients au moyen des tarifs futurs dépend d'une approbation réglementaire. La majeure partie du solde se rapporte au dépassement des coûts de projet engagés pour la conversion au gaz naturel des appareils au propane des clients de TGWI. Une provision d'environ 6 millions \$ pour les frais engagés relativement à la conversion en sus des montants préalablement approuvés par l'organisme de réglementation a été comptabilisée en résultat en 2009. Au cours de 2010, il y a eu une reprise d'environ 5 millions \$ sur une provision comptabilisée en 2009, en raison d'une décision prise par la BCUC permettant à TGWI d'inclure ces frais dans un compte de report pour être amortis et recouverts auprès de la clientèle à même les tarifs futurs de TGWI. En l'absence de réglementation des tarifs, les frais de développement reportés pour des projets d'investissement seraient capitalisés; cependant, la période d'amortissement finale probablement différente.

xii) *Frais d'exploitation reportés*

Comme l'organisme de réglementation le permet, FortisAlberta peut reporter certains frais d'exploitation qui devraient être récupérés dans les tarifs futurs imposés à la clientèle sur la durée de vie des immobilisations de services publics connexes. En l'absence de réglementation des tarifs, les frais d'exploitation seraient passés en charges sur la période au cours de laquelle ils sont engagés et aucun report ne serait permis.

xiii) *Frais reportés – compteurs intelligents*

En 2006, le gouvernement de l'Ontario s'est engagé à installer des compteurs d'électricité intelligents dans toutes les résidences et les petites entreprises de la province avant la fin de 2010. FortisOntario est admissible au recouvrement auprès de la clientèle dans les tarifs futurs de tous les frais raisonnables et prudents qui découlent de cette initiative de compteurs intelligents. Ces frais reportés représentent les coûts en capital, les frais d'administration et les charges d'exploitation différentiels directement liés à l'initiative des compteurs intelligents et sont sujets à l'approbation de l'organisme de réglementation. En l'absence de réglementation des tarifs, ces frais reportés seraient capitalisés; toutefois, la méthode d'amortissement en résultat net serait probablement différente.

xiv) *Charges locatives reportées*

FortisBC reporte les coûts de location associés au poste de transformation Brilliant (« PTB ») et à l'immeuble de bureaux de Trail. Le coût en capital du PTB, le coût de financement de l'obligation relative au PTB et les coûts d'exploitation connexes ne sont pas totalement recouverts par FortisBC dans les tarifs courants imposés à la clientèle puisque ces tarifs ne comprennent que les paiements de loyer du PTB selon la comptabilité de caisse. Le solde de l'actif réglementaire représente la tranche reportée du coût de location qui devrait être récupérée à même les tarifs futurs imposés à la clientèle. En l'absence de réglementation des tarifs, ces coûts seraient passés en charges dans la période au cours de laquelle ils sont engagés.

FortisBC comptabilise le contrat de location de l'immeuble de bureaux de Trail comme un contrat de location-exploitation. Les modalités de ce contrat exigent des loyers croissants échelonnés sur la durée du contrat. Toutefois, comme le prescrit son organisme de réglementation, FortisBC récupère auprès de ses clients les paiements de loyer de l'immeuble de bureaux de Trail et comptabilise les paiements de loyer selon la comptabilité de caisse. Cet actif réglementaire représente la tranche reportée des paiements de loyer qui devrait être récupérée auprès de la clientèle à même les tarifs futurs, à mesure que les loyers échelonnés s'accroissent. En l'absence de réglementation des tarifs, ces coûts seraient comptabilisés en résultat selon la méthode linéaire sur la durée du contrat de location.

Les coûts de location reportés ne sont pas assujettis à un rendement réglementaire.

xv) *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 de l'organisme de réglementation concerné. En l'absence de réglementation des tarifs, ces coûts auraient été passés en charges en 2005.

xvi) *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, la *British Columbia Social Services Tax*, à laquelle TGI s'est opposée en faisant appel. En mai 2010, TGI a obtenu gain de cause et, par conséquent, la société s'est vu rembourser le solde de la cotisation.

xvii) *Autres actifs réglementaires*

Les autres actifs réglementaires ont trait aux sociétés Terasen Gas, ainsi qu'à FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, FortisOntario, Maritime Electric et Caribbean Utilities. Le solde est composé de divers éléments dont la valeur individuelle est inférieure à 5 millions \$. Au 31 décembre 2010, l'autorisation avait été obtenue de récupérer auprès de la clientèle une tranche de 45 millions \$ (33 millions \$ au 31 décembre 2009) du solde à même les tarifs futurs, et l'on devrait obtenir l'autorisation de récupérer le montant résiduel. Au 31 décembre 2010, une tranche de 7 millions \$ du solde (9 millions \$ au 31 décembre 2009) n'était pas assujettie à un rendement réglementaire. En l'absence de réglementation des tarifs, les reports ne seraient pas autorisés.

xviii) *Provision pour coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux*

Comme le prescrivent les organismes de réglementation respectifs, 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, de Newfoundland Power et de Maritime Electric, attribuables aux coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux qui devraient être engagés dans le futur. Comme le prescrivent les organismes de réglementation respectifs, le taux d'amortissement de FortisAlberta, de Newfoundland Power et de Maritime Electric comprend un montant autorisé aux fins réglementaires pour pourvoir à ces coûts 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 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 respectifs. 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.

31 décembre 2010 et 2009

5. Actifs et passifs réglementaires (suite)

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

xviii) *Provision pour coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux (suite)*

En 2010, le montant inclus dans la dotation aux amortissements relativement à la provision pour coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux s'est établi à 50 millions \$ (29 millions \$ en 2009). En 2010, les coûts réels d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, se sont établis à 24 millions \$ (23 millions \$ en 2009). 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, seraient comptabilisés en résultat lorsqu'ils sont engagés plutôt que sur la durée de vie des actifs au moyen de la dotation aux amortissements.

xix) *Passif d'incitatifs selon la TAR*

Les cadres réglementaires de TGI et de FortisBC comportent des mécanismes de TAR 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 la TAR est établie en vertu des mécanismes de TAR approuvés par des ordonnances de la BCUC (note 2). Le passif d'incitatifs réglementaires selon la TAR de TGI de 5 millions \$ sera remboursé à la clientèle au cours de 2011. La BCUC a approuvé le règlement en 2011 de la majorité du passif d'incitatifs réglementaires selon la TAR de FortisBC, le règlement de la tranche résiduelle devant être approuvé en 2012. En l'absence de réglementation des tarifs, les montants d'incitatifs réglementaires selon la TAR ne seraient pas comptabilisés.

xx) *Gains nets non constatés à la cession d'immobilisations corporelles de services publics*

Comme l'organisme de réglementation le permet, ce passif réglementaire des sociétés Terasen Gas représente le transfert ponctuel des gains nets non constatés cumulatifs à la cession d'immobilisations corporelles de services publics qui découlent de l'amortissement cumulé des immobilisations corporelles de services publics. Le recouvrement de ce passif réglementaire sera déterminé dans la prochaine demande relative aux besoins en revenus des sociétés Terasen Gas. En l'absence de réglementation des tarifs, les gains nets non constatés à la cession d'immobilisations corporelles de services publics seraient comptabilisés en résultat dans la période au cours de laquelle ils surviennent.

xxi) *Intérêts reportés*

Les sociétés Terasen Gas ont des mécanismes de report des intérêts comme l'organisme de réglementation le permet, qui cumulent les écarts entre les taux d'intérêt réels et les taux d'intérêt approuvés associés aux emprunts à court et à long terme, et entre les intérêts réels et les intérêts prévus calculés sur le solde moyen du CRCAM. Les intérêts reportés seront remboursés aux clients dans les tarifs futurs sur une période de un an à trois ans. En l'absence de réglementation des tarifs, les intérêts réels seraient passés en charges dans la période au cours de laquelle ils sont engagés.

xxii) *Produits excédentaires de TGI en 2010*

Le compte de report pour les produits excédentaires de 2010 permet de saisir les montants récupérés à même les tarifs imposés à la clientèle de TGI qui excèdent certains coûts engagés en 2010. Le remboursement des produits excédentaires aux clients en 2011 a été approuvé. En l'absence de réglementation des tarifs, le report ne serait pas autorisé et les produits excédentaires seraient constatés à titre de produits dans la période au cours de laquelle ils surviennent.

xxiii) *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 3). L'écart entre les produits comptabilisés sur facturation et ceux comptabilisés selon la comptabilité d'exercice a été comptabilisé au bilan consolidé 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, comme l'organisme de réglementation le permet. Par conséquent, un écart cumulé de 24 millions \$ entre les produits comptabilisés sur facturation au 31 décembre 2005 et les produits qui auraient été comptabilisés selon la comptabilité d'exercice a été comptabilisé à titre de passif réglementaire. Comme l'a ordonné l'organisme de réglementation, Newfoundland Power a amorti en résultat net le solde de 5 millions \$ de ce passif réglementaire en 2010 (5 millions \$ en 2009). En l'absence de réglementation des tarifs, les produits auraient été constatés selon la comptabilité d'exercice, et le report des produits non encore facturés n'aurait pas été autorisé. Au 31 décembre 2010, le passif au titre des produits non facturés de 5 millions \$ de Belize Electricity (5 millions \$ au 31 décembre 2009) n'était pas assujéti à un rendement réglementaire, et la période de règlement n'a pas encore été déterminée.

xxiv) *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 report est amorti sur une période de trois ans et, au 31 décembre 2010, le solde entier était assujéti à un rendement réglementaire (2 millions \$ n'étaient pas assujéti à un rendement réglementaire au 31 décembre 2009). En l'absence de réglementation des tarifs, les produits seraient constatés en résultat au moment de la prestation des services.

xxv) *Autres passifs réglementaires*

Les autres passifs réglementaires ont trait aux sociétés Terasen Gas, à FortisAlberta, à FortisBC, à Newfoundland Power et à FortisOntario. Le solde est composé de divers éléments dont la valeur individuelle est inférieure à 5 millions \$. En date du 31 décembre 2010, la Société a obtenu l'autorisation soit de rembourser à la clientèle une tranche de 21 millions \$ (11 millions \$ au 31 décembre 2009) du solde ou de diminuer les tarifs futurs imposés à la clientèle, et elle devrait obtenir une autorisation pour le montant résiduel. Au 31 décembre 2010, une tranche de 10 millions \$ du solde (10 millions \$ au 31 décembre 2009) n'était pas assujéti à un rendement réglementaire. En l'absence de réglementation des tarifs, les reports ne seraient pas autorisés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 :

<i>(en millions)</i>	(Diminution)/augmentation	
	2010	2009
Actifs réglementaires	(1 046)\$	(931)\$
Passifs réglementaires	(527)	(474)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	45	30
Solde d'ouverture des bénéfices non répartis	(457)	(377)
Produits d'exploitation	341 \$	462 \$
Coûts de l'approvisionnement énergétique	354	505
Charges d'exploitation	62	51
Amortissement	(55)	(35)
Frais financiers	2	(3)
Impôts sur les bénéfices des sociétés	40	24
Bénéfice net	(62)\$	(80)\$

6. Stocks

<i>(en millions)</i>	2010	2009
Gaz stocké	148 \$	159 \$
Matières et fournitures	20	19
	168 \$	178 \$

Au cours de 2010, des stocks de 863 millions \$ (1 022 millions \$ en 2009) 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 15 millions \$ en 2010 (14 millions \$ en 2009), dont une tranche de 10 millions \$ au titre de coûts de restauration à Fortis Properties (10 millions \$ en 2009).

7. Actifs détenus en vue de la vente

L'accord de partenariat sur l'utilisation conjointe d'installations (« APUCI ») de 10 ans entre Newfoundland Power et Bell Aliant (auparavant Aliant Telecom Inc.) a pris fin le 31 décembre 2010. En 2001, Newfoundland Power a acheté des poteaux à utilisation conjointe et l'infrastructure connexe de Bell Aliant en vertu de l'APUCI. Bell Aliant louait de l'espace sur ces poteaux auprès de Newfoundland Power depuis 2001, une disposition prévoyant le droit de racheter 40 % de tous les poteaux à utilisation conjointe à la fin de l'APUCI. Bell Aliant a exercé l'option de racheter ces poteaux auprès de Newfoundland Power. Newfoundland Power et Bell Aliant ont signé un contrat de licence relatif aux structures de soutènement, en vertu duquel Bell Aliant rachètera 40 % de tous les poteaux à utilisation conjointe et l'infrastructure connexe pour un montant approximatif de 46 millions \$, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011.

Au 31 décembre 2010, la Société a reclassé un montant de 45 millions \$ au poste des actifs détenus à des fins de vente, ce qui représente le prix de vente estimatif moins les coûts de la vente des poteaux à utilisation conjointe. Le contrat de licence relatif aux structures de soutènement est assujéti à certaines conditions à la signature, y compris l'approbation du PUB. Le prix de vente estimatif sera rajusté à la conclusion d'un dénombrement des poteaux en 2011. La vente devrait être conclue en 2011.

8. Autres actifs

<i>(en millions)</i>	2010	2009
Coûts reportés des régimes de retraite <i>(note 22)</i>	140 \$	139 \$
Débiteurs à long terme (échéant en 2040)	9	9
Dépôt au titre des impôts sur les bénéfices des sociétés de Maritime Electric	–	6
Autres actifs	19	20
	168 \$	174 \$

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

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2010 et 2009

9. Immobilisations de services publics

2010					
(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	2 467 \$	(494)\$	(183)\$	– \$	1 790 \$
Électricité	4 588	(1 190)	(534)	(80)	2 784
Transport					
Gaz	1 328	(383)	(92)	–	853
Électricité	1 075	(278)	(18)	–	779
Production	1 013	(284)	–	–	729
Divers	993	(371)	–	–	622
Actifs en construction	545	–	–	–	545
Terrains	100	–	–	–	100
	12 109 \$	(3 000)\$	(827)\$	(80)\$	8 202 \$

2009					
(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	2 407 \$	(442)\$	(182)\$	– \$	1 783 \$
Électricité	4 369	(1 163)	(503)	(83)	2 620
Transport					
Gaz	1 311	(353)	(84)	–	874
Électricité	994	(259)	(18)	–	717
Production	982	(281)	–	–	701
Divers	938	(343)	(4)	–	591
Actifs en construction	320	–	–	–	320
Terrains	87	–	–	–	87
	11 408 \$	(2 841)\$	(791)\$	(83)\$	7 693 \$

Les actifs de distribution de gaz sont ceux qui sont utilisés aux fins du transport du gaz naturel à de basses pressions (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 pour la distribution d'électricité à de basses tensions (habituellement de moins de 69 kV). Ces actifs comprennent les poteaux, les tours et les montages, les câbles à basse tension, les transformateurs, les conducteurs aériens et souterrains, l'éclairage des voies publiques, les compteurs, les appareils de mesurage et autre matériel connexe.

Les actifs de transport de gaz sont ceux utilisés pour le transport du gaz naturel à des pressions plus élevées (habituellement de 2 070 kPa et plus). Ces actifs comprennent les stations de transport, l'équipement de télémétrie, les pipelines de transport et autre matériel connexe. Les actifs de transport d'électricité sont ceux qui sont 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, l'équipement de commutation, les transformateurs, 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 au gaz 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.

Au 31 décembre 2010, les actifs en construction liés à des projets à grande échelle comprenaient l'installation de stockage de GNL de TGVI, le projet de renforcement de la ligne de transport d'Okanagan de FortisBC et l'Expansion Waneta.

Le coût des immobilisations de services publics faisant l'objet de contrats de location-acquisition au 31 décembre 2010 s'établissait à 59 millions \$ (57 millions \$ au 31 décembre 2009), et l'amortissement cumulé connexe était de 25 millions \$ (24 millions \$ au 31 décembre 2009).

10. Biens productifs

2010

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Bâtiments	503 \$	(68)\$	435 \$
Matériel	86	(36)	50
Incitatifs à la location	27	(19)	8
Terrains	64	–	64
Actifs en construction	3	–	3
	683 \$	(123)\$	560 \$

2009

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Bâtiments	490 \$	(60)\$	430 \$
Matériel	70	(29)	41
Incitatifs à la location	25	(17)	8
Terrains	64	–	64
Actifs en construction	16	–	16
	665 \$	(106)\$	559 \$

11. Actifs incorporels

2010

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Logiciels	301 \$	(151)\$	150 \$
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	129	(17)	112
Redevances de franchise, contrats des clients et autres actifs	16	(11)	5
Actifs en construction	57	–	57
	503 \$	(179)\$	324 \$

2009

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Logiciels	314 \$	(152)\$	162 \$
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	121	(12)	109
Redevances de franchise, contrats des clients et autres actifs	16	(8)	8
Actifs en construction	7	–	7
	458 \$	(172)\$	286 \$

Les ajouts aux actifs incorporels en 2010 se sont élevés à 80 millions \$ (33 millions \$ en 2009), dont une partie représentant environ 9 millions \$ (11 millions \$ en 2009) a été développée en interne. Au cours de 2010, des actifs incorporels totalement amortis de 35 millions \$ (49 millions \$ en 2009) ont été mis hors service, réduisant ainsi le coût et l'amortissement cumulé.

Le coût des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau au 31 décembre 2010 comprenait 62 millions \$ (66 millions \$ au 31 décembre 2009) non amortissables.

Au 31 décembre 2010, les actifs en construction étaient principalement liés au projet d'amélioration du service à la clientèle de TGI et à l'Expansion Waneta.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2010 et 2009

12. Écart d'acquisition

(en millions)	2010	2009
Solde au début de l'exercice	1 560 \$	1 575 \$
Incidence de la conversion des devises	(7)	(22)
Sociétés Terasen Gas	–	6
Acquisition progressive de Caribbean Utilities	–	1
Solde à la fin de l'exercice	1 553 \$	1 560 \$

L'écart d'acquisition provenant de l'acquisition de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos est libellé en dollars américains, 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.

En 2009, les sociétés Terasen Gas ont comptabilisé un ajustement de l'écart d'acquisition associé à l'adoption du chapitre 3465, dans sa version modifiée, « Impôts sur les bénéfices », avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009.

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

(en millions)	Date d'échéance	2010	2009
Entreprises de 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 2009)	2015–2016	275 \$	275 \$
Débiteures non garanties –			
taux fixe moyen pondéré de 6,06 % (6,12 % en 2009)	2029–2040	1 520	1 420
Prêt gouvernemental (note 29)	2010	–	4
Obligations découlant des contrats de location-acquisition	2015	13	11
<i>FortisAlberta</i>			
Débiteures non garanties –			
taux fixe moyen pondéré de 5,62 % (5,74 % en 2009)	2014–2050	1 059	934
<i>FortisBC</i>			
Débiteures garanties –			
taux fixe moyen pondéré de 9,12 % (9,12 % en 2009)	2012–2023	40	40
Débiteures non garanties –			
taux fixe moyen pondéré de 5,84 % (6,00 % en 2009)	2014–2050	600	500
Obligation découlant des contrats de location-acquisition	2032	25	26
<i>Newfoundland Power</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement – taux fixe moyen pondéré de 7,67 % (7,67 % en 2009)	2014–2039	464	469
<i>Maritime Electric</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties –			
taux fixe moyen pondéré de 7,67 % (8,10 % en 2009)	2016–2038	137	152
<i>FortisOntario</i>			
Billets de premier rang non garantis – taux fixe de 7,09 %	2018	52	52
<i>Belize Electricity (note 26)</i>			
<i>Non garantis :</i>			
Débiteures en dollars béliziens – taux fixe moyen pondéré de 10,35 % (10,35 % en 2009)	2012–2027	34	36
Autres prêts – taux fixe moyen pondéré de 4,63 % (5,23 % en 2009)	2015	6	7
Autres prêts à taux d'intérêt variable	2011–2015	10	15
<i>Caribbean Utilities</i>			
Billets de premier rang non garantis en dollars américains –			
taux fixe moyen pondéré de 6,28 % (6,31 % en 2009)	2013–2024	179	203

Notes afférentes aux états financiers consolidés

(en millions)	Date d'échéance	2010	2009
<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 4,79 % (5,03 % en 2009)	2013–2016	8 \$	10 \$
Prêt de la First Caribbean International Bank en dollars américains – taux fixe de 5,65 %	2015	2	3
Activités non réglementées – Fortis Generation			
<i>Garantis :</i>			
Prêt hypothécaire – taux fixe de 9,44 %	2013	3	4
Activités non réglementées – Fortis Properties			
<i>Garantis :</i>			
Prêts hypothécaires de premier rang – taux fixe moyen pondéré de 7,21 % (6,89 % en 2009)	2012–2017	139	193
Billets de premier rang – taux fixe de 7,32 %	2019	13	15
<i>Non garantis :</i>			
Facilités de crédit à taux variable non renouvelables	2010	–	3
Siège social – Fortis et Terasen			
<i>Non garantis :</i>			
Débetures – taux fixe moyen pondéré de 6,14 % (6,44 % en 2009)	2014–2039	326	426
Billets de premier rang en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 5,49 % (6,23 % en 2009)	2014–2040	547	368
Débetures convertibles subordonnées en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 5,50 % (5,50 % en 2009)	2016	37	39
Titres de participation – taux fixe de 8,00 %	2010	–	126
Classement à long terme des emprunts sur les facilités de crédit (note 28)		218	208
Total de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition		5 707	5 539
Moins : frais financiers reportés		(42)	(39)
Moins : versements pour la période au titre de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition		(56)	(224)
		5 609 \$	5 276 \$

Comme il est indiqué dans le tableau ci-dessus, certains des instruments de créance à long terme détenus par FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric et Fortis Properties sont garantis. Lorsqu'une garantie est fournie, il s'agit habituellement d'une charge de premier rang fixe ou variable sur des actifs précis pour la société qui assume la dette à long terme.

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 \$.

Entreprises de services publics réglementés

FortisBC a une obligation liée à un contrat de location-acquisition relativement à l'exploitation du PTB. Les loyers minimaux futurs relatifs 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 8,63 %.

Les débetures 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 débetures est aussi autorisé.

La majorité des instruments de créance à long terme des entreprises de services publics réglementés sont rachetables au gré des entreprises de services publics respectives en tout temps à la valeur nominale et à un prix précis, selon la plus élevée des valeurs, comme il est défini dans les conventions de dette à long terme respectives, plus les intérêts courus et impayés sur le capital.

Siège social – Fortis et Terasen

La majeure partie des débetures non garanties et tous les billets de premier rang en dollars américains sont rachetables au gré de Fortis à un prix calculé à titre de la valeur la plus élevée entre la valeur nominale et un prix précis, comme il est défini dans les conventions de dette à long terme respectives, plus les intérêts courus et impayés sur le capital.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2010 et 2009

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

Siège social – Fortis et Terasen (suite)

Les débetures convertibles subordonnées non garanties en dollars américains, 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 28,95 \$ 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 en dollars américains sont comptabilisées conformément à leur nature et sont présentées dans les états financiers consolidés selon leurs composantes. Les composantes passif et capitaux propres sont classées distinctement au bilan consolidé et sont évaluées à leur juste valeur respective au moment de l'émission. La composante capitaux propres des débetures convertibles s'établissait à 5 millions \$ au 31 décembre 2010 (5 millions \$ au 31 décembre 2009).

En avril 2010, Terasen a racheté pour une contrepartie au comptant la totalité de ses 125 millions \$ de titres de capital à 8,00 % avec le produit d'emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société. Les titres de capital viendront à échéance en avril 2040; cependant, la société avait le droit de racheter ces titres au comptant à la valeur nominale à compter du 19 avril 2010.

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

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

Exercice	Filiales (en millions)	Siège social (en millions)	Total (en millions)
2011	56 \$	– \$	56 \$
2012	104	165	269
2013	114	–	114
2014	415	277	692
2015	103	–	103
Par la suite	3 840	633	4 473

14. Autres passifs

(en millions)	2010	2009
Passifs des régimes d'ACR (note 22)	159 \$	145 \$
Passifs des régimes à prestations déterminées (note 22)	37	34
Billet de la société Waneta	42	–
Gains reportés sur la vente de biens de transport et de distribution du gaz naturel	38	42
Passifs liés aux régimes de retraite à cotisations déterminées – non capitalisés	11	10
Passifs liés à des UAD ou à des UAR (note 17)	8	5
Dépôts de clients	6	6
Paiement reporté	–	46
Autres passifs	7	7
	308 \$	295 \$

Le billet de la société Waneta ne porte pas intérêt et a une valeur nominale de 72 millions \$, mais il a été escompté en date du 1^{er} octobre 2010 à sa valeur actualisée. Au 31 décembre 2010, sa valeur actualisée était de 42 millions \$. Le billet a été contracté lorsque la société Waneta a acquis d'une société affiliée à CPC/CBT certains actifs incorporels et des coûts de conception de projet liés à la construction de l'Expansion Waneta. Le billet est payable au cinquième anniversaire de la date de mise en activité commerciale de l'Expansion Waneta, prévue pour le printemps 2015.

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 au comptant 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 obligations découlant de contrats de location-exploitation sont présentées dans le tableau de la note 29.

Les passifs liés aux régimes de retraite à cotisations déterminées non capitalisés se rapportent aux régimes de retraite supplémentaires de la Société et de ses filiales d'exploitation canadiennes pour lesquels les prestations se fondent sur la rémunération de l'employé.

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 en date du 17 mai 2007 à sa valeur actualisée. Au 31 décembre 2010, sa valeur actualisée était de 49 millions \$ (46 millions \$ au 31 décembre 2009). En date du 31 décembre 2010, le paiement reporté a été classé dans le passif à court terme et est inclus dans les créditeurs et les charges à payer au bilan consolidé. 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.

Les autres passifs comprennent principalement les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de FortisBC ainsi que les fonds reçus en prévision de dépenses.

15. 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			2010		2009	
Actions privilégiées de premier rang	Dividende par action annuel (\$)	Classement	Nombre d'actions	Montant (en millions)	Nombre d'actions	Montant (en millions)
Série C	1,3625	Dettes	5 000 000	123 \$	5 000 000	123 \$
Série E	1,2250	Dettes	7 993 500	197	7 993 500	197
Total classé comme dette			12 993 500	320 \$	12 993 500	320 \$
Série F	1,2250	Capitaux propres	5 000 000	122 \$	5 000 000	122 \$
Série G ¹⁾	1,3125	Capitaux propres	9 200 000	225	9 200 000	225
Série H ¹⁾	1,0625	Capitaux propres	10 000 000	245	–	–
Total classé comme capitaux propres			24 200 000	592 \$	14 200 000	347 \$

¹⁾ Les actions privilégiées de premier rang de série G et de série H sont des actions privilégiées de premier rang à taux d'intérêt fixe rétabli sur cinq ans.

En janvier 2010, la Société a émis 10 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux d'intérêt fixe rétabli sur cinq ans de série H au prix de 25,00 \$ l'action pour un produit net après impôts de 245 millions \$.

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 l'action ordinaire, 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.

Étant donné que les actions privilégiées de premier rang, série F, série G et série H ne sont pas rachetables au gré du porteur, elles sont classées comme capitaux propres, et les dividendes s'y rapportant sont déduits dans l'état des résultats consolidé pour dégager le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires.

À compter des 1^{ers} 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 de la Société, 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 \$ ou 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, série C ou série E au comptant ou d'organiser la vente de ces actions à des acheteurs de remplacement.

À compter des 1^{ers} 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 \$ ou 95 % du cours de l'action ordinaire à cette date.

Les actions privilégiées de premier rang, série G et série H donnent droit à des dividendes préférentiels en espèces fixes et cumulatifs aux taux annuels respectifs de 1,3125 \$ et de 1,0625 \$ l'action jusqu'aux 1^{er} septembre 2013 et 1^{er} juin 2015 exclusivement. Pour chaque période de cinq ans après cette date, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang, série G et série H ont droit à un dividende préférentiel 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 des actions privilégiées de premier rang, série G et série H, soit la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans à la date de rétablissement applicable, plus 2,13 % et 1,45 %, respectivement.

À chaque date de conversion des actions de série H, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang, série H ont le droit, à leur gré, de convertir une partie ou la totalité de leurs actions privilégiées de premier rang, série H en un nombre égal d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif à taux d'intérêt variable, série I. Les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série I auront le droit de recevoir un dividende préférentiel en espèces cumulatif à taux variable d'après un montant par action calculé en multipliant le taux de dividende trimestriel variable applicable par 25,00 \$. Le taux de dividende trimestriel variable sera égal au rendement annuel moyen exprimé en pourcentage des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois, plus 1,45 %.

À compter de dates précisées, la Société peut choisir de racheter, au comptant, les actions privilégiées de premier rang en circulation, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, à des prix fixes précisés par action majorés de tous les dividendes cumulés et impayés jusqu'aux dates de rachat fixées exclusivement.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2010 et 2009

16. Actions ordinaires

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

Émises et en circulation	2010		2009	
	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)
Actions ordinaires	174 393	2 578 \$	171 256	2 497 \$

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

	2010		2009	
	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)
Solde au début de l'exercice	171 256	2 497 \$	169 191	2 449 \$
Régime d'achat d'actions de consommateurs	51	1	56	2
Régime de réinvestissement des dividendes	2 100	59	1 204	29
Régime d'achat d'actions des employés	193	5	321	8
Régimes d'options sur actions	793	16	484	9
Solde à la fin de l'exercice	174 393	2 578 \$	171 256	2 497 \$

En date du 1^{er} juin 2010, le régime d'achat d'actions des employés a été modifié avec l'approbation du conseil d'administration de la Société, de sorte que les actions qui seront achetées ultérieurement aux termes du régime d'achat d'actions des employés le seront sur le marché libre. La première date de placement aux termes de ce régime modifié a été le 1^{er} septembre 2010.

La Société a modifié et bonifié son régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») 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 2010, 4,0 millions d'actions ordinaires (7,2 millions au 31 décembre 2009) demeuraient réservées pour émission aux termes des régimes d'achat d'actions, de réinvestissement des dividendes et d'options sur actions susmentionnés.

Au 31 décembre 2010, le nombre d'actions ordinaires réservées pour émission aux termes des débetures convertibles et des actions privilégiées de la Société s'établissait respectivement à 1,4 million et 26,0 millions (respectivement 1,4 million et 26,0 millions au 31 décembre 2009).

Au 31 décembre 2010, 3 millions \$ (3 millions \$ au 31 décembre 2009) 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 (« RPA ») en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. En 2010, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation était de 172,9 millions et en 2009, de 170,2 millions.

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

Le RPA s'établit comme suit :

	2010			2009		
	Bénéfice (en millions)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	RPA	Bénéfice (en millions)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	RPA
RPA de base	285 \$	172,9	1,65 \$	262 \$	170,2	1,54 \$
Incidence des titres potentiellement dilutifs :						
Options sur actions	–	0,9		–	0,7	
Actions privilégiées (notes 15 et 20)	17	11,9		17	13,9	
Débetures convertibles	2	1,4		2	1,4	
	304 \$	187,1		281 \$	186,2	
Moins effets antidilutifs :						
Débetures convertibles	–	–		(2)	(1,4)	
RPA dilué	304 \$	187,1	1,62 \$	279 \$	184,8 \$	1,51 \$

17. 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 2010, 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 (« ROAC »). Le régime de 2002 a été adopté à l'assemblée générale annuelle et extraordinaire du 15 mai 2002, afin de remplacer le ROAC et l'ancien régime d'options sur actions des administrateurs. Le ROAC cessera d'exister lorsque la totalité des options émises en vertu de ce régime auront été exercées ou seront arrivées 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 émises en vertu de ce régime auront été exercées ou seront arrivées à échéance au plus tard en 2016. La Société a cessé d'attribuer des options dans le cadre du ROAC et du régime de 2002, et toutes les options attribuées après 2006 le sont 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	2010	2009
Options en cours au début de l'exercice	4 693 493	4 140 462
Attribuées	892 744	1 037 156
Annulées	(93 864)	–
Exercées	(792 170)	(484 125)
Options en cours à la fin de l'exercice	4 700 203	4 693 493
Options dont les droits sont acquis à la fin de l'exercice	2 541 374	2 546 159
Prix d'exercice moyens pondérés		
Options en cours au début de l'exercice	21,83 \$	21,04 \$
Attribuées	27,36	22,29
Annulées	25,68	–
Exercées	17,61	16,08
Options en cours à la fin de l'exercice	23,52	21,83

Voici des détails quant aux options sur actions en cours et dont les droits étaient acquis au 31 décembre 2010 :

Nombre d'options en cours	Nombre d'options dont les droits sont acquis	Prix d'exercice	Date d'échéance
34 212	34 212	9,57 \$	2011
65 038	65 038	12,03 \$	2012
179 678	179 678	12,81 \$	2013
355 269	355 269	15,28 \$	2014
10 000	10 000	15,23 \$	2014
1 031	1 031	14,55 \$	2014
378 138	378 138	18,40 \$	2015
28 000	28 000	18,11 \$	2015
14 708	14 708	20,82 \$	2015
410 292	410 292	22,94 \$	2016
521 726	384 885	28,19 \$	2014
122 769	92 127	25,76 \$	2014
761 844	384 348	28,27 \$	2015
945 662	203 648	22,29 \$	2016
871 836	–	27,36 \$	2017
4 700 203	2 541 374		

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2010 et 2009

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

Options sur actions (suite)

Le prix d'exercice moyen pondéré des options sur actions dont les droits sont acquis était de 21,57 \$ au 31 décembre 2010.

En mars 2010, la Société a attribué 892 744 options d'achat d'actions ordinaires en vertu de son régime de 2006 au cours moyen pondéré de 27,36 \$ en fonction des volumes des cinq jours précédant immédiatement la date d'attribution. La juste valeur des options attribuées était de 4,41 \$ 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 (%)	3,66
Volatilité prévue (%)	25,1
Taux d'intérêt sans risque (%)	2,54
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 4 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 (3 millions \$ en 2009).

Régime d'UAD des administrateurs

Le régime d'UAD des administrateurs de la Société est un véhicule optionnel à l'intention des administrateurs pour qu'ils puissent choisir de recevoir leurs honoraires annuels sous forme de crédit porté à un compte fictif d'UAD au lieu d'un paiement au comptant. La Société peut aussi juger, de temps à autre, que des circonstances spéciales justifient raisonnablement l'attribution d'UAD à un administrateur 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.

Chaque UAD correspond à une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur d'une action ordinaire de la Société et donne droit au cumul de dividendes sur actions ordinaires fictifs équivalents à ceux déclarés par le conseil d'administration de la Société.

Nombre d'UAD	2010	2009
UAD en cours au début de l'exercice	116 904	100 617
Attribuées	24 426	30 336
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	5 621	5 375
UAD rachetées	–	(19 424)
UAD en cours à la fin de l'exercice	146 951	116 904

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, une charge de 2 millions \$ (1 million \$ en 2009) a été comptabilisée relativement au régime d'UAD.

Au cours de 2009, 19 424 UAD ont été rachetées à des membres du conseil d'administration de Fortis qui ont pris leur retraite, à un prix moyen pondéré de 26,15 \$ l'UAD.

Au 31 décembre 2010, le passif lié aux UAD en cours était comptabilisé au cours de clôture de l'action ordinaire de la Société, qui était de 33,98 \$, soit un total d'environ 5 millions \$ (3 millions \$ au 31 décembre 2009), et il est compris dans les autres passifs (note 14).

Régime d'UAR

Le régime d'UAR de la Société 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 et est assujettie à une période d'acquisition des droits de trois ans. Chaque UAD donne droit au cumul de dividendes sur actions ordinaires fictifs équivalents à ceux déclarés par le conseil d'administration de la Société.

Nombre d'UAR	2010	2009
UAR en cours au début de l'exercice	98 133	85 547
Attribuées	60 000	40 000
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	5 017	3 939
UAR rachetées	(21 742)	(31 353)
UAR en cours à la fin de l'exercice	141 408	98 133

Notes afférentes aux états financiers consolidés

En mai 2010, 21 742 UAR ont été payées au président-directeur général de la Société à raison de 27,48 \$ par UAR. Le paiement a eu lieu à l'échéance de la période de trois ans pour l'attribution d'UAR qui avait été effectuée en mai 2007, 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 clos le 31 décembre 2010, une charge de 2 millions \$ (1 million \$ en 2009) a été comptabilisée relativement au régime d'UAR.

Au 31 décembre 2010, le passif lié aux UAR en cours était comptabilisé au cours de clôture de l'action ordinaire de la Société, qui était de 33,98 \$, soit un total d'environ 3 millions \$ (2 millions \$ au 31 décembre 2009), et il est compris dans les autres passifs (note 14).

18. 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 3.

<i>(en millions)</i>	2010		
	Solde d'ouverture 1 ^{er} janvier	Variation nette	Solde de clôture 31 décembre
Pertes de change latentes, déduction faite des activités de couverture et après impôts	(78)\$	(12)\$	(90)\$
Pertes nettes sur instruments dérivés antérieurement abandonnés à titre de couvertures de flux de trésorerie, après impôts	(5)	1	(4)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(83)\$	(11)\$	(94)\$

<i>(en millions)</i>	2009		
	Solde d'ouverture 1 ^{er} janvier	Variation nette	Solde de clôture 31 décembre
Pertes de change latentes, déduction faite des activités de couverture et après impôts	(46)\$	(32)\$	(78)\$
(Pertes) gains 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	(52)\$	(31)\$	(83)\$

En 2010, des pertes de change latentes de 33 millions \$ (90 millions \$ en 2009) ont été comptabilisées 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 monnaie étrangère. Ces pertes de change latentes ont été en partie contrebalancées par la tranche efficace des gains latents après impôts de 21 millions \$ (58 millions \$ en 2009) liés à la conversion de la dette à long terme de la Société libellée en dollars américains désignée à titre de couverture du risque de change. Il n'y a pas eu de tranche inefficace.

19. Participations ne donnant pas le contrôle

<i>(en millions)</i>	2010	2009
Caribbean Utilities	73 \$	77 \$
Société Waneta	44	–
Belize Electricity	38	39
Actions privilégiées de Newfoundland Power	7	7
	162 \$	123 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2010 et 2009

20. Frais financiers

<i>(en millions)</i>	2010	2009
Intérêts – Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition	352 \$	351 \$
– Emprunts à court terme	9	10
PFUJC (note 3)	(28)	(18)
Dividendes sur actions privilégiées (notes 15 et 16)	17	17
	350 \$	360 \$

21. Impôts sur les bénéfices des sociétés

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

<i>(en millions)</i>	2010	2009
Passif (actif) d'impôts futurs		
Immobilisations de services publics	551 \$	493 \$
Biens productifs	26	26
Actifs incorporels	20	28
Actifs réglementaires	78	84
Autres actifs et passifs (montant net)	2	9
Passifs réglementaires	(64)	(64)
Report de pertes en avant	(23)	(31)
Gains de change latents sur la dette à long terme	9	5
Coûts d'émission d'actions et de financement de la dette	–	(2)
Passif d'impôts futurs, montant net	599 \$	548 \$
Actif d'impôts futurs de l'exercice	(14)	(29)
Passif d'impôts futurs de l'exercice	6	24
Actif d'impôts futurs à long terme	(16)	(17)
Passif d'impôts futurs à long terme	623	570
Passif d'impôts futurs, montant net	599 \$	548 \$

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

<i>(en millions)</i>	2010	2009
Au Canada		
Impôts exigibles	68 \$	43 \$
Impôts futurs	49	42
Moins : ajustement réglementaire	(50)	(38)
	(1)	4
Total au Canada	67 \$	47 \$
À l'étranger		
Impôts exigibles	2 \$	1 \$
Impôts futurs	(2)	1
Total à l'étranger	–	2
Impôts sur les bénéfices des sociétés	67 \$	49 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les impôts sur les bénéfices des sociétés diffèrent du montant qui aurait été calculé en appliquant le taux d'imposition combiné fédéral et provincial canadien prévu par la loi au bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés. 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>	2010	2009
Taux d'imposition combiné fédéral et provincial canadien prévu par la loi	32,0 %	33,0 %
Taux d'imposition prévu par la loi appliqué au bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés	125 \$	113 \$
Dividendes sur actions privilégiées	6	6
Écart entre le taux canadien prévu par la loi et les taux applicables aux filiales étrangères	(15)	(16)
Écart entre les taux provinciaux canadiens prévus par la loi applicables aux filiales sous différentes juridictions canadiennes	(11)	(8)
Éléments capitalisés aux fins comptables mais passés en charges aux fins fiscales	(39)	(38)
Écart entre l'amortissement fiscal et les montants comptabilisés aux fins comptables	(4)	1
Charges non déductibles	8	3
Divers	(3)	(12)
Impôts sur les bénéfices des sociétés	67 \$	49 \$
Taux d'imposition effectif	17,2 %	14,4 %

Au 31 décembre 2010, la Société avait des pertes autres qu'en capital et en capital reportées en avant d'environ 101 millions \$ (126 millions \$ au 31 décembre 2009), dont une tranche de 18 millions \$ (18 millions \$ au 31 décembre 2009) n'a pas été constatée dans les états financiers consolidés. Les pertes autres qu'en capital reportées en avant viennent à échéance entre 2014 et 2030.

22. Avantages sociaux futurs

La Société et ses filiales maintiennent chacune un régime ou une combinaison de régimes de retraite à prestations déterminées, de régimes de retraite à cotisations déterminées et de REER collectifs à l'intention de leurs employés. La Société, les sociétés Terasen Gas, FortisAlberta, FortisBC, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario et Algoma Power offrent aussi des régimes d'ACR à des employés admissibles.

Relativement au régime 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 et en date du 30 septembre de chaque année pour FortisAlberta, FortisBC, FortisOntario et Algoma Power. La plus récente évaluation actuarielle des régimes de retraite réalisée aux fins de capitalisation est en date du 31 décembre 2008 pour la Société, Newfoundland Power et Caribbean Utilities; du 1^{er} juillet 2009 pour Algoma Power; du 31 décembre 2009 pour les sociétés Terasen Gas (régimes des employés non syndiqués) et FortisOntario; et celle en date du 31 décembre 2010 pour les sociétés Terasen Gas (régimes des employés syndiqués), FortisAlberta et FortisBC sera terminée au cours de 2011. Les prochaines évaluations seront effectuées au plus tard trois ans suivant la date de l'évaluation actuarielle la plus récente de chaque régime.

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

Actifs des régimes aux 31 décembre

<i>(%)</i>	2010	2009
Titres canadiens	45	47
Titres à revenu fixe	41	39
Titres étrangers	9	9
Immobilier	5	5
	100	100

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2010 et 2009

22. Avantages sociaux futurs (suite)

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)	2010			2009		
	Obligations au titre des prestations constituées	Actifs des régimes	Capitalisation nette (non capitalisé)	Obligations au titre des prestations constituées	Actifs des régimes	Capitalisation nette (non capitalisé)
Sociétés Terasen Gas	337 \$	285 \$	(52)\$	282 \$	257 \$	(25)\$
FortisAlberta	28	22	(6)	23	19	(4)
FortisBC	143	106	(37)	127	100	(27)
Newfoundland Power	252	269	17	222	243	21
FortisOntario ¹⁾	23	21	(2)	21	20	(1)
Algoma Power	19	15	(4)	17	15	(2)
Caribbean Utilities	6	4	(2)	5	3	(2)
Fortis	5	5	–	4	4	–
Total	813 \$	727 \$	(86)\$	701 \$	661 \$	(40)\$

¹⁾ Comprend les employés admissibles d'Énergie Niagara.

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées capitalisés		Régimes de retraite à prestations déterminées supplémentaires non capitalisés		Régimes d'ACR non capitalisés	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Variation de l'obligation au titre des prestations constituées						
Solde au début de l'exercice	701 \$	613 \$	44 \$	41 \$	183 \$	169 \$
Passif lié aux acquisitions	–	17	–	–	–	4
Coût des services rendus au cours de l'exercice	14	11	1	1	4	4
Cotisations des employés	11	9	–	–	–	–
Intérêts débiteurs	43	40	2	2	12	11
Prestations versées	(34)	(34)	(2)	(2)	(5)	(4)
Perte actuarielle	83	45	5	2	27	16
Coûts des services passés/modifications de régimes	(5)	–	–	–	(15)	(17)
Solde à la fin de l'exercice	813 \$	701 \$	50 \$	44 \$	206 \$	183 \$
Variation de la valeur des actifs des régimes						
Solde au début de l'exercice	661 \$	579 \$	– \$	– \$	– \$	– \$
Actifs liés aux acquisitions	–	15	–	–	–	–
Rendement réel des actifs des régimes	67	71	–	–	–	–
Prestations versées	(34)	(34)	(2)	(2)	(5)	(4)
Cotisations des employés	11	9	–	–	–	–
Cotisations de l'employeur	22	21	2	2	5	4
Solde à la fin de l'exercice	727 \$	661 \$	– \$	– \$	– \$	– \$
Situation de capitalisation						
Déficit à la fin de l'exercice	(86)\$	(40)\$	(50)\$	(44)\$	(206)\$	(183)\$
Perte actuarielle nette non amortie	225	172	6	1	66	40
Coûts des services passés non amortis	(1)	6	–	1	(31)	(17)
Obligation transitoire non amortie	7	7	1	1	12	15
Cotisations de l'employeur après la date d'évaluation	1	1	–	–	–	–
Actifs (passifs) au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice						
	146 \$	146 \$	(43)\$	(41)\$	(159)\$	(145)\$
Coûts reportés des régimes de retraite (note 8)						
	148 \$	147 \$	(8)\$	(8)\$	– \$	– \$
Passifs des régimes à prestations déterminées (note 14)						
	(2)	(1)	(35)	(33)	–	–
Passifs des régimes d'ACR (note 14)						
	–	–	–	–	(159)	(145)
	146 \$	146 \$	(43)\$	(41)\$	(159)\$	(145)\$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

	Régimes de retraite à prestations déterminées capitalisés		Régimes de retraite à prestations déterminées supplémentaires non capitalisés		Régimes d'ACR non capitalisés	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
<i>(en millions)</i>						
Composantes du coût net au titre des prestations constituées						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	14 \$	11 \$	1 \$	1 \$	4 \$	4 \$
Intérêts débiteurs	43	40	2	2	12	11
Rendement réel des actifs des régimes	(67)	(71)	–	–	–	–
Perte actuarielle	83	45	5	2	27	16
Coûts des services passés/modifications de régimes	(5)	–	–	–	(15)	(17)
Coût de l'exercice	68	25	8	5	28	14
Écarts entre le coût de l'exercice et les coûts comptabilisés pour l'exercice relativement aux éléments suivants :						
Rendement des actifs des régimes	21	25	–	–	–	–
Perte actuarielle	(73)	(42)	(4)	(2)	(25)	(14)
Coûts des services passés	6	1	–	–	13	16
Obligation transitoire et modifications de régimes	–	–	–	1	2	2
Ajustement réglementaire	(1)	1	–	–	(7)	(6)
Coût net au titre des prestations constituées	21 \$	10 \$	4 \$	4 \$	11 \$	12 \$
Hypothèses importantes						
Taux d'actualisation moyen pondéré au cours de l'exercice (%)	6,16	6,62	6,19	6,65	6,27	6,72
Taux d'actualisation moyen pondéré aux 31 décembre (%)	5,37	6,16	5,41	6,19	5,38	6,27
Taux de rendement à long terme prévu moyen pondéré des actifs des régimes (%)	6,88	7,05	–	–	–	–
Taux de croissance moyen pondéré de la rémunération (%)	3,70	3,60	3,64	3,52	3,72	3,68
Croissance hypothétique moyenne pondérée du coût des soins de santé aux 31 décembre (%)	–	–	–	–	6,53	6,34
Durée résiduelle moyenne d'activité des employés actifs (années)	3–15	4–15	5–11	3–11	10–17	9–17

Pour 2010, l'incidence d'une modification de 1 % du taux hypothétique de variation du coût des soins de santé était comme suit :

<i>(en millions)</i>	Augmentation de 1 % du taux	Diminution de 1 % du taux
Augmentation (diminution) de l'obligation au titre des prestations constituées	24 \$	(20)\$
Augmentation (diminution) du coût des services rendus au cours de l'exercice et des intérêts	2	(2)

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 le coût net au titre des prestations constituées de 2010 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.

(Diminution) augmentation

<i>(en millions)</i>	Coût net au titre des prestations constituées	Actif au titre des prestations constituées	Passif au titre des prestations constituées	Obligation au titre des prestations constituées ¹⁾
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de rendement	(4)\$	3 \$	– \$	32 \$
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de rendement	4	(4)	–	(30)
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	(8)	7	(1)	(110)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	10	(9)	1	137

¹⁾ Les sociétés Terasen Gas et FortisBC utilisent une méthode pour établir l'hypothèse d'indexation des régimes de retraite, qui influe sur l'évaluation de l'obligation au titre des prestations constituées des régimes de retraite; cette méthode est fondée sur l'excédent du taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite. Par conséquent, une variation du taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite se répercute sur l'obligation au titre des prestations constituées des régimes de retraite.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2010 et 2009

22. Avantages sociaux futurs (suite)

Au cours de 2010, la Société a passé en charges 13 millions \$ (12 millions \$ en 2009) aux fins des régimes de retraite à cotisations déterminées.

23. Acquisitions d'entreprises

2009

ENTREPRISE DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS D'ÉLECTRICITÉ

a. Algoma Power

En octobre 2009, FortisOntario a fait l'acquisition de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Great Lakes Power Distribution Inc., par la suite renommée Algoma Power, pour une contrepartie au comptant globale d'environ 75 millions \$, y compris les coûts d'acquisition, financée initialement au moyen d'emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société.

Algoma Power possède et exploite un réseau de distribution d'électricité dans une région voisine de Sault Ste. Marie, en Ontario. L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, suivant laquelle les résultats financiers d'Algoma Power ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter d'octobre 2009. Les résultats financiers d'Algoma Power ont été inclus dans le secteur Entreprises de services publics réglementés d'électricité – Autres entreprises canadiennes de services publics au Canada.

Algoma Power est régie par la CEO et, de ce fait, le calcul de ses produits et de son 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 tous les actifs et passifs particuliers associés à Algoma Power, aucun rajustement de juste valeur de marché n'a été comptabilisé comme élément du prix d'acquisition 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 des actifs et des passifs d'Algoma Power correspond à leur juste valeur aux fins de la répartition du prix d'acquisition.

Le tableau qui suit résume la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge à la date de l'acquisition.

<i>(en millions)</i>	Total
Juste valeur attribuée aux actifs nets :	
Actif à court terme	9 \$
Immobilisations de services publics	49
Actifs incorporels	14
Actifs réglementaires	4
Autres actifs	2
Passif à court terme	(4)
Passifs réglementaires	(1)
Autres passifs	(3)
	70
Trésorerie	5
	<u>75 \$</u>

ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES – FORTIS PROPERTIES

b. Holiday Inn Select Windsor

En avril 2009, Fortis Properties a acquis le Holiday Inn Select Windsor en Ontario pour un prix d'acquisition total au comptant d'environ 7 millions \$, y compris les frais d'acquisition. L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats financiers de l'hôtel ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter d'avril 2009.

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	7 \$

24. Information sectorielle

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

Exercice terminé le 31 décembre 2010 (en millions \$)	ACTIVITÉS RÉGLEMENTÉES						ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES						Consolidé
	Entreprises de services publics de gaz						Entreprises de services publics d'électricité						
	Sociétés Terasen Gas – Canada	Fortis Alberta	Fortis BC	NF Power	Autres Canada ¹⁾	Total Électricité Canada	Électricité Caraïbes	Fortis Generation ²⁾	Fortis Properties	Siège social et autres	Éliminations inter- sectorielles		
Produits d'exploitation	1 547	388	266	555	331	1 540	335	36	226	30	(50)	3 664	
Coûts de l'approvisionnement énergétique	863	–	73	358	215	646	201	1	–	–	(25)	1 686	
Charges d'exploitation	288	141	73	62	45	321	48	9	151	16	(5)	828	
Amortissement	108	126	41	47	23	237	36	4	18	7	–	410	
Bénéfice d'exploitation	288	121	79	88	48	336	50	22	57	7	(20)	740	
Frais financiers	113	54	32	36	21	143	17	–	24	73	(20)	350	
Impôts sur les bénéfices (recouvrement)	45	(1)	5	16	8	28	1	2	7	(16)	–	67	
Bénéfice net (perte nette)	130	68	42	36	19	165	32	20	26	(50)	–	323	
Participations ne donnant pas le contrôle	–	–	–	1	–	1	9	–	–	–	–	10	
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	28	–	28	
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	130	68	42	35	19	164	23	20	26	(78)	–	285	
Écart d'acquisition	908	227	221	–	63	511	134	–	–	–	–	1 553	
Actifs identifiables	4 319	2 144	1 263	1 191	646	5 244	779	324	576	505	(397)	11 350	
Total de l'actif	5 227	2 371	1 484	1 191	709	5 755	913	324	576	505	(397)	12 903	
Dépenses en immobilisations brutes ³⁾	253	379	139	78	48	644	72	84	19	1	–	1 073	

Exercice terminé le 31 décembre 2009 (en millions \$)

Produits d'exploitation	1 663	331	253	527	285	1 396	339	39	219	27	(40)	3 643
Coûts de l'approvisionnement énergétique	1 022	–	72	346	183	601	192	2	–	–	(18)	1 799
Charges d'exploitation	268	132	70	52	38	292	54	11	146	14	(6)	779
Amortissement	102	94	37	45	19	195	37	5	17	8	–	364
Bénéfice d'exploitation	271	105	74	84	45	308	56	21	56	5	(16)	701
Frais financiers	121	50	32	35	19	136	16	2	22	79	(16)	360
Impôts sur les bénéfices (recouvrement)	33	(5)	5	16	6	22	2	3	10	(21)	–	49
Bénéfice net (perte nette)	117	60	37	33	20	150	38	16	24	(53)	–	292
Participations ne donnant pas le contrôle	–	–	–	1	–	1	11	–	–	–	–	12
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	18	–	18
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	117	60	37	32	20	149	27	16	24	(71)	–	262
Écart d'acquisition	908	227	221	–	63	511	141	–	–	–	–	1 560
Actifs identifiables	4 086	1 892	1 141	1 165	618	4 816	799	200	576	491	(389)	10 579
Total de l'actif	4 994	2 119	1 362	1 165	681	5 327	940	200	576	491	(389)	12 139
Dépenses en immobilisations brutes ³⁾	246	407	115	74	46	642	92	14	26	4	–	1 024

¹⁾ Comprend Algoma Power depuis octobre 2009, date d'acquisition par FortisOntario.

²⁾ Les résultats comprennent l'expiration, le 30 avril 2009, à la fin d'un terme de 100 ans, des droits d'usage de l'eau de la centrale hydroélectrique Rankine à Niagara Falls correspondant à une puissance de 75 MW. Les résultats reflètent également la contribution de la centrale hydroélectrique Vaca, située au Belize, qui a été mise en service en mars 2010, ainsi que la société Waneta, fondée en octobre 2010.

³⁾ Relatives aux immobilisations de services publics construites ou achetées, y compris les paiements liés aux projets d'investissements dans le transport de l'AESO, aux biens productifs et aux actifs incorporels, selon les montants présentés dans l'état des flux de trésorerie consolidé.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2010 et 2009

24. Information sectorielle (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 clos les 31 décembre sont décrites ci-dessous :

<i>(en millions)</i>	2010	2009
Ventes de Fortis Generation aux entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	24 \$	17 \$
Ventes de Fortis Generation aux autres entreprises de 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 entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada	1	1
Du siège social aux entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	3	3
Du siège social à Fortis Generation	4	3
Du siège social à Fortis Properties	12	8

Les soldes d'actifs intersectoriels importants aux 31 décembre s'établissent comme suit :

<i>(en millions)</i>	2010	2009
Emprunts intersectoriels :		
Du siège social aux entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada	50 \$	75 \$
Du siège social aux entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	60	47
Du siège social à Fortis Generation	51	59
Du siège social à Fortis Properties	219	172
Autres actifs intersectoriels	17	36
Total des éliminations intersectorielles	397 \$	389 \$

25. Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés

<i>(en millions)</i>	2010	2009
Intérêts payés	358 \$	357 \$
Impôts sur les bénéfices payés	51	85

26. Gestion du capital

Les activités principales de la Société, soit 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 la maintenance et l'expansion de leur infrastructure. 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. Fortis finance généralement une part importante des acquisitions à partir du siège social à même le produit tiré des émissions d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et de titres de créance à long terme. 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 qu'à conserver 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 sa clientèle.

Le tableau ci-dessous présente une comparaison de la structure du capital consolidée de Fortis au 31 décembre 2010 avec la structure du capital consolidée au 31 décembre 2009.

	2010		2009	
	<i>(en millions)</i>	(%)	<i>(en millions)</i>	(%)
Total de la dette et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (déduction faite de la trésorerie) ¹⁾	5 914 \$	58,4	5 830 \$	60,2
Actions privilégiées ²⁾	912	9,0	667	6,9
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	3 305	32,6	3 193	32,9
Total ³⁾	10 131 \$	100,0	9 690 \$	100,0

¹⁾ Comprendent la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition, incluant la tranche échéant à moins de un an, et les emprunts à court terme, déduction faite de la trésorerie.

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

³⁾ Exclut les montants liés aux participations ne donnant pas le contrôle.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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. En outre, un des titres de créance à long terme de la Société est assorti d'une clause qui prévoit que Fortis s'abstiendra de déclarer ou de verser un dividende (sauf les dividendes-actions ou les dividendes cumulatifs privilégiés sur les actions privilégiées non émises en tant que dividendes-actions) ou de faire d'autres distributions sur ses actions ou encore de racheter ses actions ou de rembourser d'avance une dette subordonnée si, immédiatement par la suite, ses obligations à long terme consolidées excédaient 75 % du total de sa structure du capital consolidée.

Au 31 décembre 2010, la Société et ses filiales, à l'exception de certaines dettes à Belize Electricity et à la société Exploits comme il est décrit plus loin, respectaient les clauses restrictives de leur dette.

Par suite de la décision finale rendue en juin 2008 par l'organisme de réglementation de Belize Electricity relativement à la demande de tarif pour 2008-2009, Belize Electricity 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 de la Banque de développement des Caraïbes, qui totalisaient 5 millions \$ (9 millions \$ BZ) au 31 décembre 2010.

Comme les actifs hydroélectriques et les droits d'usage de l'eau de la société Exploits ont été cédés en garantie du prêt à terme de la société Exploits, l'expropriation de ces actifs et de ces droits par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a créé un cas de défaut en vertu des modalités du prêt. Le prêt à terme est sans recours contre Fortis et s'élevait à environ 58 millions \$ au 31 décembre 2010 (59 millions \$ au 31 décembre 2009). Les prêteurs n'ont pas exigé un remboursement anticipé du prêt à terme. Les remboursements prévus sur le prêt à terme sont effectués par Nalcor Energy, société d'État qui agit à titre d'agent du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador en ce qui a trait aux questions d'expropriation. Se reporter à la note 30 pour en savoir davantage sur 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 28.

27. Instruments financiers

La Société a désigné ses instruments financiers non dérivés comme suit aux 31 décembre :

(en millions)	2010		2009	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
Détenus à des fins de transaction				
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹⁾	109 \$	109 \$	85 \$	85 \$
Prêts et créances				
Comptes clients et autres débiteurs ^{1) 2) 3)}	655	655	595	595
Autres créances à long terme ^{1) 3) 4)}	15	15	16	16
Autres passifs financiers				
Emprunts à court terme ^{1) 3)}	358	358	415	415
Comptes fournisseurs et autres créditeurs ^{1) 3) 5)}	786	786	730	730
Dividendes à verser ^{1) 3)}	54	54	3	3
Dépôts de clients ^{1) 3) 6)}	6	6	6	6
Billet de la société Waneta ^{6) 7)}	42	40	–	–
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an ^{8) 9)}	5 669	6 431	5 502	5 906
Actions privilégiées classées comme dette ^{8) 10)}	320	344	320	348

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 consolidé.

³⁾ La valeur comptable se rapproche du coût après amortissement.

⁴⁾ Inclus dans les autres actifs inscrits au bilan consolidé.

⁵⁾ Inclus dans les créditeurs et charges à payer au bilan consolidé.

⁶⁾ Inclus dans les autres passifs inscrits au bilan consolidé.

⁷⁾ La valeur comptable est une valeur actualisée.

⁸⁾ La valeur comptable est évaluée au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

⁹⁾ La valeur comptable au 31 décembre 2010 exclut les frais financiers reportés non amortis de 42 millions \$ (39 millions \$ au 31 décembre 2009) et les obligations liées aux contrats de location-acquisition de 38 millions \$ (37 millions \$ au 31 décembre 2009).

¹⁰⁾ 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 592 millions \$ s'établissait à 615 millions \$ au 31 décembre 2010 (valeur comptable de 347 millions \$ et juste valeur de 356 millions \$ au 31 décembre 2009).

La valeur comptable des instruments financiers inclus dans l'actif à court terme et le passif à court terme, les autres actifs et les autres passifs aux bilans consolidés de Fortis se rapproche de leur juste valeur, ce qui reflète l'échéance à court terme, les conditions normales de crédit et la nature de ces instruments.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2010 et 2009

27. Instruments financiers (suite)

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.

De temps à autre, 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.

	2010				2009	
	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)
Passif						
Contrats de change à terme ¹⁾²⁾	< 1,5	2	– \$	– \$	– \$	– \$
Dérivés sur gaz naturel ¹⁾³⁾						
Swaps et options	Jusqu'à 4	163	(162)	(162)	(119)	(119)
Primes liées aux contrats d'achat de gaz	Jusqu'à 3	74	(5)	(5)	(3)	(3)

¹⁾ Les évaluations de la juste valeur sont de niveau 2 selon les trois niveaux qui distinguent le niveau de caractère observable des prix utilisé pour évaluer la juste valeur.

²⁾ La juste valeur des contrats de change à terme était comptabilisée dans les créditeurs au 31 décembre 2010 et les débiteurs au 31 décembre 2009.

³⁾ Les justes valeurs des dérivés sur gaz naturel étaient comptabilisées dans les créditeurs aux 31 décembre 2010 et 2009.

Les justes valeurs des instruments financiers de la Société, y compris les instruments financiers dérivés, correspondent 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, elles pourraient ne pas être pertinentes aux fins de la prévision du bénéfice consolidé futur ou des flux de trésorerie consolidés futurs de la Société.

28. 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 au risque de change, au risque lié au taux d'intérêt et au 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 créances à long terme, la Société est exposée à un risque de crédit qui se limite à la valeur comptable au bilan consolidé. 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 la perception de dépôts des clients, des prépaiements ou des enquêtes de crédit pour certains clients, et procède à des débranchements ou recourt 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. Au 31 décembre 2010, son exposition brute au risque de crédit s'établissait à environ 115 millions \$, soit la valeur prévue de la facturation aux détaillants pour une période de 60 jours. La société a ramené son exposition à environ 2 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.

Les sociétés Terasen Gas sont exposées à un risque de crédit en cas de défaut des contreparties à leurs instruments financiers dérivés. Pour aider à atténuer le risque de crédit, les sociétés Terasen Gas traitent avec des institutions très solvables, conformément aux pratiques établies en matière d'approbation de crédit. Les contreparties avec lesquelles les sociétés Terasen Gas effectuent des opérations importantes ont une notation de A ou plus. La société utilise aussi des accords de compensation afin de réduire le risque de crédit et règle les paiements avec les contreparties sur la base du solde net lorsque les modalités le permettent.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

L'analyse chronologique des comptes clients et autres débiteurs consolidés de la Société, déduction faite d'une provision pour créances douteuses de 16 millions \$ au 31 décembre 2010 (17 millions \$ au 31 décembre 2009), à l'exclusion des instruments financiers dérivés présentés dans les débiteurs au 31 décembre, est présentée ci-dessous :

(en millions)	2010	2009
Comptes qui ne sont pas en souffrance	584 \$	527 \$
Comptes en souffrance de 0 à 30 jours	56	52
Comptes en souffrance de 31 à 60 jours	9	8
Comptes en souffrance de 61 jours et plus	6	8
	655 \$	595 \$

Au 31 décembre 2010, d'autres créances à long terme de 15 millions \$ (comprises dans les autres actifs) devraient être reçues au cours des cinq prochains exercices et par la suite, soit une tranche de 1 million \$ qui devrait être reçue en 2011, une tranche de 3 millions \$ en 2012 et 2013, une tranche de 1 million \$ en 2014 et 2015 et une tranche de 10 millions \$ après l'exercice 2015.

Risque d'illiquidité

La situation financière consolidée de la Société pourrait s'en ressentir si cette dernière ou une de ses filiales d'exploitation ne réussissent 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 consolidés et la situation financière consolidée 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 confirmées afin de maintenir le financement à court terme des dépenses en immobilisations et les besoins saisonniers de fonds de roulement.

La facilité de crédit confirmée de la Société est disponible 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 confirmée 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 250 millions \$. Les facilités de crédit disponibles et le volume annuel relativement faible des échéances et des remboursements sur la dette apporteront à la Société et à ses filiales une flexibilité pour choisir le moment des appels aux marchés financiers.

Au 31 décembre 2010, la Société et ses filiales avaient des facilités de crédit consolidées d'environ 2,1 milliards \$, dont une tranche d'environ 1,4 milliard \$ demeurait inutilisée. Les facilités de crédit sont presque toutes conclues auprès des sept plus grandes banques canadiennes, aucune banque ne détenant 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	Enterprises de services publics réglementés	Fortis Properties	Total au 31 décembre 2010	Total au 31 décembre 2009
Total des facilités de crédit	645 \$	1 451 \$	13 \$	2 109 \$	2 153 \$
Facilités de crédit utilisées :					
Emprunts à court terme	–	(351)	(7)	(358)	(415)
Dette à long terme (note 13) ¹⁾	(165)	(53)	–	(218)	(208)
Lettres de crédit en cours	(1)	(122)	(1)	(124)	(100)
Facilités de crédit inutilisées	479 \$	925 \$	5 \$	1 409 \$	1 430 \$

¹⁾ Au 31 décembre 2010, les emprunts sur les facilités de crédit classés dans la dette à long terme incluaient 16 millions \$ (13 millions \$ au 31 décembre 2009) comme tranche à court terme de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition inscrits au bilan consolidé.

Aux 31 décembre 2010 et 2009, certains emprunts sur les facilités de crédit de la Société et de ses filiales étaient classés dans la dette à long terme. Ces emprunts ont été effectués sur les facilités de crédit confirmées à long terme, et la direction se propose de les refinancer au moyen d'un financement permanent à long terme au cours des périodes à venir.

31 décembre 2010 et 2009

28. Gestion du risque financier (suite)

Risque d'illiquidité (suite)

Siège social et autres

Terasen a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 30 millions \$ venant à échéance en mai 2011, qui peut servir aux besoins généraux du siège social.

Fortis a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 600 millions \$, venant à échéance en mai 2012, et une facilité de crédit à vue non garantie de 15 millions \$. Les deux facilités sont disponibles pour les besoins généraux du siège social, et la facilité confirmée est aussi disponible pour le financement provisoire d'une acquisition.

Entreprises de services publics réglementés

TGI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 500 millions \$ venant à échéance en août 2013. TGVI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 300 millions \$ venant à échéance en mai 2012. 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 a une facilité de crédit subordonnée non renouvelable confirmée 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 confirmée non garantie de 200 millions \$ venant à échéance en mai 2012, qui peut être utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et qui peut servir aux besoins généraux du siège social. Avec le consentement des prêteurs, le montant de la facilité peut être porté à 250 millions \$. FortisAlberta a aussi une facilité de crédit à vue non garantie de 10 millions \$.

FortisBC a une facilité de crédit renouvelable confirmée 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 2013. En outre, la société a la capacité de faire augmenter le montant de la facilité de crédit pour le porter 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 du siège social. FortisBC a 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 confirmée de 100 millions \$ qui arrive à échéance en août 2013 et d'une facilité de crédit à vue de 20 millions \$.

Maritime Electric a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 60 millions \$, qui arrive à échéance chaque année en mars, et une facilité de crédit à vue non garantie de 5 millions \$.

FortisOntario a des lignes de crédit garanties totalisant 20 millions \$, dont une tranche de 14 millions \$ est utilisée exclusivement pour les lettres de crédit.

Caribbean Utilities a des facilités de crédit non garanties de 33 millions \$ US (33 millions \$), composées d'une marge de crédit aux fins des dépenses en immobilisations de 18 millions \$ US (18 millions \$), y compris des montants disponibles pour des lettres de crédit, une marge de crédit d'exploitation de 7,5 millions \$ US (7,5 millions \$) et un prêt de soutien de 7,5 millions \$ US (7,5 millions \$) en cas de sinistre.

Fortis Turks and Caicos a des facilités de crédit non garanties de 21 millions \$ US (21 millions \$), composées d'une facilité de crédit d'exploitation de 5 millions \$ US (5 millions \$), d'une marge de crédit aux fins des dépenses en immobilisations de 7 millions \$ US (7 millions \$) et d'un prêt de soutien de 9 millions \$ US (9 millions \$) en cas d'urgence.

Belize Electricity a une facilité de crédit à vue pour découvert qui est non garantie sur 1 million \$ BZ (0,5 million \$) et sur 5,5 millions \$ BZ (3 millions \$), respectivement consentie par Belize Bank Limited et Scotiabank (Belize) Limited.

Fortis Properties

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

La Société et ses entreprises de services publics 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 2010, 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	A (bas) (note des titres de créance non garantis)

Les notes de crédit reflètent le profil de faible risque commercial de la Société et la diversité de ses activités, 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'importante réduction de la dette externe à Terasen, les paramètres de crédit raisonnables de la Société, et la capacité établie et l'effort soutenu de cette dernière à faire l'acquisition et l'intégration d'entreprises de services publics réglementés stables, financées de manière prudente.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le tableau suivant présente une analyse des échéances contractuelles des passifs financiers de la Société au 31 décembre 2010.

Passifs financiers

(en millions)	Échéant dans moins de 1 an	Échéant dans 2 et 3 ans	Échéant dans 4 et 5 ans	Échéant après 5 ans	Total
Emprunts à court terme	358 \$	– \$	– \$	– \$	358 \$
Comptes fournisseurs et autres créditeurs	786	–	–	–	786
Dérivés sur gaz naturel ¹⁾	104	49	8	–	161
Contrats de change à terme ²⁾	5	4	–	–	9
Dividendes à verser	54	–	–	–	54
Dépôts de clients ³⁾	–	3	1	2	6
Billet de la société Waneta ⁴⁾	–	–	–	72	72
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an ⁵⁾	54	377	789	4 449	5 669
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme	347	682	622	5 055	6 706
Actions privilégiées classées comme dette	–	123	–	197	320
Obligations de paiement de dividendes sur les actions privilégiées, classées comme frais financiers	17	32	19	7	75
Total	1 725 \$	1 270 \$	1 439 \$	9 782 \$	14 216 \$

¹⁾ Les montants sont présentés d'après des flux de trésorerie bruts. Au 31 décembre 2010, les dérivés étaient comptabilisés dans les créditeurs à la juste valeur de 167 millions \$.

²⁾ Les montants sont présentés d'après des flux de trésorerie bruts. Au 31 décembre 2010, les contrats étaient comptabilisés dans les créditeurs à la juste valeur de moins de 1 million \$.

³⁾ Les dépôts de clients étaient comptabilisés dans les autres passifs au 31 décembre 2010.

⁴⁾ Les montants sont présentés d'après des flux de trésorerie bruts. Le billet était comptabilisé dans les autres passifs à la juste valeur de 42 millions \$ au 31 décembre 2010.

⁵⁾ Exclut les frais financiers reportés de 42 millions \$ et les obligations liées aux contrats de location-acquisition de 38 millions \$.

Risque de marché

Risque de change

Le bénéfice que la Société tire des filiales étrangères autonomes et les investissements nets qu'elle a 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 en faisant elle-même des emprunts en dollars américains. 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. La valeur du dollar bélizien est fondée sur celle du dollar américain selon le rapport 2,00 \$ BZ pour 1,00 \$ US.

Au 31 décembre 2010, la dette à long terme de 590 millions \$ US (390 millions \$ US au 31 décembre 2009) de la Société était désignée comme couverture de la majorité des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers. Au 31 décembre 2010, la Société avait des investissements nets dans des établissements étrangers d'environ 7 millions \$ US (174 millions \$ US au 31 décembre 2009) 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.

Une appréciation ou une dépréciation de 5 % du dollar américain par rapport au dollar canadien se serait traduite par une hausse ou une baisse du bénéfice d'environ 2 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 (1 million \$ en 2009), et par une baisse ou une hausse des autres éléments du résultat étendu de 25 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 (20 millions \$ en 2009). 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 appréciation ou une dépréciation de 5 % du dollar américain par rapport au dollar canadien associée à la conversion des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers autonomes se serait traduite par une augmentation ou une diminution des autres éléments du résultat étendu de 30 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 (31 millions \$ en 2009).

31 décembre 2010 et 2009

28. Gestion du risque financier (suite)

Risque de marché (suite)

Risque de change (suite)

Les paiements libellés en dollars américains en vertu de contrats visant la mise en œuvre d'un système d'information-clients à TGI et d'un contrat pour la construction d'une installation de stockage de GNL à TGVI, exposent ces entreprises de services publics à la variation du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. Pour couvrir cette exposition, TGI et TGVI ont conclu des contrats de change à terme. Au 31 décembre 2010, une appréciation ou une dépréciation de 5 % du dollar américain par rapport au dollar canadien, en raison de son incidence sur l'évaluation de la juste valeur des contrats 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 ou une diminution du bénéfice de moins de 1 million \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 (1 million \$ en 2009). De plus, TGI et TGVI ont obtenu des organismes de réglementation l'approbation de reporter toute hausse ou baisse de la juste valeur des contrats 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 le bénéfice.

Risque de 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 2010, Fortis Properties a été partie à un swap de taux d'intérêt afin de fixer le taux d'intérêt sur un emprunt à taux variable. Au cours du troisième trimestre de 2010, le swap de taux d'intérêt de Fortis Properties est arrivé 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 4 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 (3 millions \$ en 2009). Une diminution de 25 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 augmentation du bénéfice de 1 million \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 (1 million \$ en 2009). 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.

Certaines facilités de crédit confirmées 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 d'environ 1 million \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 (1 million \$ pour 2009).

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 bloquer efficacement le prix du gaz naturel acheté. Les contrats dérivés sur gaz naturel sont comptabilisés au bilan consolidé 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.

La stratégie de gestion du risque lié aux prix qu'ont établie les sociétés Terasen Gas vise à augmenter la probabilité que les prix du gaz naturel demeurent compétitifs par rapport aux tarifs d'électricité, à modérer l'incidence de la volatilité des prix du gaz sur les taux imposés aux clients et à réduire le risque d'écarts de prix à l'échelle régionale. TGI et TGVI déposent chacune annuellement un plan de gestion du risque de prix afin d'obtenir l'approbation de leur plan de couverture de gaz naturel pour les trois et les cinq prochaines années respectivement pour TGI et TGVI. Au cours du troisième trimestre de 2010, la BCUC a refusé d'approuver le plan de gestion du risque de prix le plus récent déposé plus tôt en 2010 par les sociétés Terasen Gas et a ordonné aux sociétés de réviser les principaux objectifs de leur plan de gestion du risque de prix. Par conséquent, les sociétés Terasen Gas ont réalisé leur programme de couverture pour la saison hivernale en cours d'après les plans de gestion du risque de prix précédemment approuvés, mais n'ont pas utilisé de dérivés sur gaz naturel additionnels pour les périodes ultérieures. En janvier 2011, TGI a déposé les objectifs révisés de son plan de gestion du risque de prix auprès de la BCUC lié à son plan de couverture du gaz naturel et a aussi soumis un plan de gestion du risque de prix 2011-2014. TGVI prévoit déposer un plan de gestion du risque de prix mis à jour d'ici avril 2011.

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 été moins hors du cours et, en l'absence de réglementation des tarifs, les autres éléments du résultat étendu auraient augmenté de 63 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 (81 millions \$ en 2009). 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 63 millions \$ (81 millions \$ au 31 décembre 2009). Si le prix du gaz naturel avait diminué de 1 \$ par gigajoule, et si toutes les autres variables étaient demeurées inchangées, la juste valeur des dérivés sur gaz naturel aurait été plus hors du cours et, en l'absence de réglementation des tarifs, les autres éléments du résultat étendu auraient diminué de 62 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 (82 millions \$ en 2009). Toutefois, sous réserve de l'approbation réglementaire du report, au lieu d'entraîner une baisse des autres éléments du résultat étendu, cette diminution aurait entraîné une hausse des actifs réglementaires à court terme de 62 millions \$ (82 millions \$ au 31 décembre 2009).

L'exposition de la Société au risque de marché lié aux contrats de change à terme et aux dérivés sur gaz naturel représente une estimation des variations de la juste valeur qui pourraient se produire en cas de mouvements hypothétiques des taux de change et des prix des marchandises. Il se peut que les estimations ne soient pas représentatives des résultats réels et ne représentent pas les gains et pertes de juste valeur possibles maximaux qui pourraient survenir.

29. Engagements

<i>(en millions)</i>	Total	Échéant dans moins de 1 an	Échéant dans 2 et 3 ans	Échéant dans 4 et 5 ans	Échéant après 5 ans
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz ¹⁾	555 \$	306 \$	195 \$	54 \$	– \$
Obligations d'achat d'électricité					
FortisBC ²⁾	2 908	44	89	81	2 694
FortisOntario ³⁾	462	47	97	101	217
Maritime Electric ⁴⁾	245	56	88	87	14
Belize Electricity ⁵⁾	171	18	37	42	74
Coût en capital ⁶⁾	446	15	32	34	365
Obligations liées aux contrats de location-exploitation ⁷⁾	134	17	29	26	62
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés ⁸⁾	65	4	8	7	46
Cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées ⁹⁾	32	14	13	2	3
Location de bureaux – FortisBC ¹⁰⁾	19	2	3	3	11
Autres ¹¹⁾	21	5	9	6	1
Total	5 058 \$	528 \$	600 \$	443 \$	3 487 \$

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 le 31 décembre 2010.

²⁾ Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC comprennent le contrat d'achat d'électricité Brilliant (« le contrat BPPA »), le CAE conclu avec BC Hydro ainsi que le contrat d'achat de capacité conclu avec Powerex Corp. (« Powerex »). Le 3 mai 1996, la BCUC a autorisé le 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 de maintenance et un rendement du capital pour la centrale, en contrepartie de l'achat ferme de quantités précises d'électricité. Le contrat BPPA prévoit un ajustement au prix du marché après 30 des 60 années de la durée du contrat. Le CAE conclu avec BC Hydro, qui expirera en 2013, prévoit la fourniture d'un maximum de 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. Au cours de 2010, FortisBC a conclu un contrat de capacité avec Powerex, filiale en propriété exclusive de BC Hydro, pour des achats de capacité hivernale à prix fixe jusqu'à février 2016 pour un montant total d'environ 16 millions \$ US. Si FortisBC a accès à de nouvelles ressources, comme des projets d'immobilisations ou des projets contractuels, avant l'expiration de ce contrat, FortisBC pourra mettre un terme au contrat en tout temps après le 1^{er} juillet 2013, sous réserve d'un préavis écrit d'au moins trois mois à Powerex.

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, 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 viennent à échéance en décembre 2019.

⁴⁾ Maritime Electric détient deux contrats d'achat ferme de capacité ou d'énergie. En novembre 2010, la société a conclu un contrat d'achat ferme de cinq ans avec Énergie NB, couvrant la période du 1^{er} mars 2011 au 29 février 2016. Le nouveau contrat comprend une tarification fixe pour toute la durée du contrat de cinq ans, et prévoit, entre autres, la fourniture d'énergie et de capacité de remplacement pour la centrale nucléaire Pointe Lepreau et la centrale électrique Dalhousie. 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 et viendra à échéance en novembre 2032.

⁵⁾ Les obligations d'achat d'électricité de Belize Electricity comprennent un CAE de 15 ans, entré en vigueur en février 2007 entre Belize Electricity et Hydro Maya Limited, visant la fourniture d'une capacité de 3 MW. De plus, deux CAE de 15 ans entrés en vigueur en 2009 avec Belize Cogeneration Energy Limited et Belize Aquaculture Limited prévoient la fourniture respectivement d'environ 14 MW de capacité et jusqu'à 15 MW de capacité.

⁶⁾ Maritime Electric a droit à environ 6,7 % et 4,7 % de la production de la centrale électrique Dalhousie et de la centrale nucléaire Pointe Lepreau 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 et des charges d'exploitation de ces centrales. La société a résilié le contrat visant la centrale électrique Dalhousie en date du 1^{er} mars 2011.

⁷⁾ 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.

31 décembre 2010 et 2009

29. Engagements (suite)

⁸⁾ FortisAlberta et une entreprise albertaine de services de transport d'électricité ont signé une convention d'interconnexion du réseau de transport de cette entreprise et du réseau de distribution de FortisAlberta. Les modalités d'expiration de cette convention prévoient qu'elle demeurera en vigueur jusqu'à ce que FortisAlberta ne soit plus connectée à ce réseau de transport. En raison de la durée indéfinie de cette convention, le calcul des paiements futurs après 2015 comprend des paiements jusqu'à la fin d'une période de 20 ans. Toutefois, les paiements en vertu de la convention peuvent continuer indéfiniment. FortisAlberta et une 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 durées minimales avant expiration de cinq ans à compter du 1^{er} septembre 2010 et sont sujets à reconduction de gré à gré.

⁹⁾ Les cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées consolidées incluent les montants pour services rendus au cours de l'exercice et pour la solvabilité ainsi que les cotisations de capitalisation spéciales. Les cotisations sont fondées sur des estimations provenant des plus récentes évaluations actuarielles terminées, qui fournissent généralement des estimations de capitalisation pour une période de trois à cinq ans à partir de la date des évaluations. Par conséquent, les cotisations réelles de capitalisation des régimes de retraite pourraient être plus élevées que ces estimations, une fois que seront terminées les prochaines évaluations actuarielles aux fins de la capitalisation, qui devraient être réalisées aux dates suivantes pour les régimes de retraite à prestations déterminées les plus importants :

31 décembre 2010 – Terasen (régimes des employés syndiqués) et FortisBC

31 décembre 2011 – Newfoundland Power

31 décembre 2012 – Terasen (régimes des employés non syndiqués)

¹⁰⁾ 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.

¹¹⁾ Les autres obligations contractuelles comprennent les obligations liées aux contrats de location-acquisition, les contrats de location de bâtiments et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de FortisBC.

Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont tenues d'assurer des services aux clients au sein de leur territoire de service respectif. Les dépenses en immobilisations de ces entreprises de services publics réglementés découlent en grande partie des demandes de leur clientèle et d'importants projets d'investissement spécifiquement autorisés par leurs organismes de réglementation respectifs. Le programme consolidé d'investissement de la Société, y compris celui des secteurs non réglementés, devrait comporter pour 2011 près de 1,2 milliard \$ de dépenses en immobilisations, qui ne figurent pas dans le tableau des engagements ci-dessus.

Au cours des exercices antérieurs, TGVI a bénéficié de prêts remboursables 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, la dette à long terme et les besoins en capitaux propres 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 2009 et TGVI a remboursé 4 millions \$ sur les prêts en 2010 (8 millions \$ en 2009). Au 31 décembre 2010, le solde impayé des prêts gouvernementaux à rembourser était de 49 millions \$. Le calendrier des remboursements des prêts gouvernementaux est fonction de la capacité de TGVI de remplacer les prêts gouvernementaux par un financement par emprunt subordonné non gouvernemental à des conditions commerciales raisonnables et, par conséquent, les remboursements ne figurent pas dans le tableau des engagements ci-dessus. Toutefois, TGVI prévoit effectuer les versements suivants sur les prêts : 24 millions \$ au cours de 2012 et 2013, 20 millions \$ au cours de 2014 et 2015, puis 5 millions \$ en 2016.

Caribbean Utilities a un contrat d'achat de combustible principal avec un important fournisseur auprès duquel elle s'est engagée à acheter 80 % du combustible dont elle aura besoin pour alimenter sa centrale diesel. Le contrat initial, d'une durée de trois ans, est arrivé à échéance en avril 2010. Caribbean Utilities continue de mener ses activités en se conformant aux modalités du contrat initial. Le contrat contient une clause de renouvellement automatique pour les années 2010 à 2012. Si l'une ou l'autre des parties veut résilier le contrat au cours de cette période de deux ans, un avis écrit doit être présenté au moins un an avant la date de résiliation souhaitée. Au 31 décembre 2010, aucune partie n'avait présenté d'avis de résiliation. Ainsi, le contrat est automatiquement renouvelé pour 2011. La quantité de combustible à acheter en vertu du contrat pour 2011 est d'environ 25 millions de gallons impériaux.

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.

30. 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 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

En 2007 et 2008, une filiale non réglementée de Terasen a reçu des avis de cotisation de l'Agence du revenu du Canada 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 2009, Terasen a été nommée, avec d'autres défendeurs, dans une action en justice pour dommages à des propriétés et à des biens personnels, y compris la contamination de canalisations d'égout et les coûts de remise en état à la suite du bris, en juillet 2007, d'un oléoduc détenu et exploité par Kinder Morgan. Terasen a déposé sa défense, mais la cause n'en est qu'à la phase initiale. Au cours du deuxième trimestre de 2010, Terasen a été ajoutée comme tierce partie dans toutes les actions connexes, et toutes les demandes devraient être instruites en même temps. Le montant et l'issue des actions ne peuvent être établis et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé 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 des propriétaires fonciers privés en rapport avec cette même affaire. FortisBC est en pourparlers avec ses assureurs et a produit une défense à l'égard des deux 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.

Société Exploits

La société Exploits est détenue à 51 % par Fortis Properties et à 49 % par Abitibi. La société Exploits exploitait deux centrales hydroélectriques non réglementées dans la région centrale de Terre-Neuve, d'une puissance combinée d'environ 36 MW. En décembre 2008, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a exproprié les actifs hydroélectriques et les droits d'usage de l'eau d'Abitibi à Terre-Neuve, y compris ceux de la société Exploits. L'usine à papier journal de Grand Falls-Windsor a été fermée le 12 février 2009. Par la suite, Nalcor Energy a pris en charge les activités quotidiennes des centrales hydroélectriques de la société Exploits, à titre d'agent du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador relativement aux questions liées à l'expropriation. Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a publiquement déclaré ne pas avoir l'intention de nuire aux partenaires indépendants ni aux prêteurs d'Abitibi dans la province. Étant donné la perte de contrôle sur les flux de trésorerie et les activités, Fortis a dû cesser de consolider les résultats de la société Exploits, à compter du 12 février 2009. Des discussions sont en cours entre Fortis Properties et Nalcor Energy relativement aux questions liées à l'expropriation.

31. Événement postérieur à la date du bilan

En date du 1^{er} mars 2011, les sociétés Terasen Gas ont changé de dénomination sociale pour mener leurs activités en partageant la marque de FortisBC, en Colombie-Britannique, au Canada. Par conséquent, voici le résultat des modifications apportées aux noms des sociétés :

Dénominations – Avant le 1^{er} mars 2011

Terasen Inc.
Terasen Gas Inc.
Terasen Gas (Vancouver Island) Inc.
Terasen Gas (Whistler) Inc.
Terasen Energy Services Inc.

Dénominations – Prise d'effet le 1^{er} mars 2011

FortisBC Holdings Inc.
FortisBC Energy Inc.
FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc.
FortisBC Energy (Whistler) Inc.
FortisBC Alternative Energy Services Inc.

32. Chiffres correspondants

Certains chiffres correspondants ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation de la période considérée. Les modifications les plus importantes sont liées : i) aux sociétés Terasen Gas et à Newfoundland Power, notamment une diminution de 2 millions \$ des actifs réglementaires à court terme, une diminution de 32 millions \$ des actifs réglementaires à long terme, une augmentation de 6 millions \$ des immobilisations de services publics, une augmentation de 7 millions \$ des actifs incorporels, une diminution de 2 millions \$ des passifs réglementaires à court terme, une diminution de 13 millions \$ des passifs réglementaires à long terme ainsi qu'une diminution de 6 millions \$ des passifs d'impôts futurs à long terme; et ii) à une augmentation de 44 millions \$ des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation relative aux variations du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie, et une diminution correspondante des flux de trésorerie provenant des activités de financement liée aux dividendes sur actions ordinaires.

Rétrospective financière

États des résultats (en millions \$)	2010	2009 ¹⁾	2008
Produits, y compris la quote-part du bénéfice d'un placement	3 664	3 643	3 907
Coûts de l'approvisionnement énergétique et charges d'exploitation	2 514	2 578	2 859
Amortissement	410	364	348
Frais financiers	350	360	363
Impôts sur les bénéfices des sociétés	67	49	65
Résultats des activités abandonnées, gains tirés de ventes et autres éléments inhabituels	–	–	–
Bénéfice net	323	292	272
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	10	12	13
Bénéfice net attribuable aux actionnaires privilégiés	28	18	14
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	285	262	245
Bilans (en millions \$)			
Actif à court terme	1 204	1 124	1 150
Écart d'acquisition	1 553	1 560	1 575
Autres actifs à long terme	1 060	917	487
Immobilisations de services publics, biens productifs et actifs incorporels	9 086	8 538	7 954
Total de l'actif	12 903	12 139	11 166
Passif à court terme	1 517	1 592	1 697
Autres passifs à long terme	1 398	1 288	727
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (excluant la tranche à court terme)	5 609	5 276	4 884
Actions privilégiées (classées comme dette)	320	320	320
Total des passifs	8 844	8 476	7 628
Capitaux propres ²⁾	4 059	3 663	3 538
Flux de trésorerie (en millions \$)			
Activités d'exploitation	732	681	661
Activités d'investissement	991	1 045	852
Activités de financement	513	592	387
Dividendes, excluant les dividendes sur actions privilégiées classées comme dette	230	205	191
Statistiques financières			
Rendement des capitaux propres moyens attribuable aux actions ordinaires (%)	8,79	8,41	8,70
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)	58,4	60,2	59,5
Actions privilégiées (classées à la fois comme dette et comme capitaux propres)	9,0	6,9	7,3
Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires	32,6	32,9	33,2
Ratio de couverture des intérêts (multiple)			
Dette	2,0	1,9	1,9
Total des charges fixes	1,9	1,8	1,8
Total des dépenses brutes en immobilisations (en millions \$)	1 073	1 024	935
Données sur les actions ordinaires			
Valeur comptable par action (fin de l'exercice) (\$)	18,92	18,61	17,97
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en millions)	172,9	170,2	157,4
Résultat de base par action ordinaire (\$)	1,65	1,54	1,56
Dividendes déclarés par action ordinaire (\$)	1,410	0,780	1,010
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	1,120	1,040	1,000
Ratio dividendes/bénéfice (%)	67,9	67,5	64,1
Ratio cours/bénéfice (multiple)	20,6	18,6	15,8
Sommaire des données de négociation des actions			
Haut (\$) (TSX)	34,54	29,24	29,94
Bas (\$) (TSX)	21,60	21,52	20,70
Cours de clôture (\$) (TSX)	33,98	28,68	24,59
Volume (en milliers)	120 855	121 162	132 108

¹⁾ Certains chiffres comparatifs de 2009 ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de la période considérée. Voir les notes 3 et 32 des états financiers consolidés annuels de 2010 pour plus d'information.

²⁾ En date du 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, à l'exclusion d'un montant antérieurement estimé pour FortisBC en raison d'un changement de présentation adopté par FortisBC en date du 31 décembre 2009.

³⁾ Modifié afin de comprendre les participations ne donnant pas le contrôle après l'adoption du chapitre 1602 du *Manuel de l'ICCA*, « Participations ne donnant pas le contrôle », le 1^{er} janvier 2010, conformément à la note 3 des états financiers consolidés annuels 2010.

Rétrospective financière

2007	2006 ²⁾	2005 ²⁾	2004	2003	2002	2001
2 718	1 472	1 441	1 146	843	715	628
1 904	939	926	766	579	477	418
273	178	158	114	62	65	62
299	168	154	122	86	74	65
36	32	70	47	38	32	29
8	2	10	–	–	–	4
214	157	143	97	78	67	58
15	8	6	6	4	4	4
6	2	–	–	–	–	–
193	147	137	91	74	63	54
1 038	405	299	293	191	180	135
1 544	661	512	514	65	60	33
424	331	471	418	345	241	172
7 276	4 049	3 315	2 713	1 563	1 459	1 246
10 282	5 446	4 597	3 938	2 164	1 940	1 586
1 804	558	412	538	296	334	272
697	482	477	138	62	39	32
4 623	2 558	2 136	1 905	1 031	941	746
320	320	320	320	123	–	50
7 444	3 918	3 345	2 901	1 512	1 314	1 100
2 838	1 528	1 252	1 037	652	626	486
373	263	304	272	157	134	94
2 033	634	467	1 026	308	349	240
1 826	456	224	777	232	261	171
146	77	64	51	38	35	30
10,00	11,87	12,40	11,28	12,30	12,23	12,44
64,3	61,1	58,7	61,4	60,0	65,2	63,9
5,2	10,0	8,6	9,4	6,7	–	3,6
30,5	28,9	32,7	29,2	33,3	34,8	32,5
1,9	2,2	2,5	2,3	2,2	2,3	2,3
1,7	2,0	2,1	2,0	2,1	2,2	2,2
803	500	446	279	208	229	149
16,69	12,19	11,74	10,45	8,82	8,50	7,50
137,6	103,6	101,8	84,7	69,3	65,1	59,5
1,40	1,42	1,35	1,07	1,06	0,97	0,90
0,880	0,700	0,605	0,548	0,525	0,498	0,470
0,820	0,670	0,588	0,540	0,520	0,485	0,468
58,6	47,2	43,7	50,3	48,9	49,9	51,9
20,7	21,0	18,0	16,2	13,9	13,5	13,0
30,00	30,00	25,64	17,75	15,24	13,28	11,89
24,50	20,36	17,00	14,23	11,63	10,76	8,56
28,99	29,77	24,27	17,38	14,73	13,13	11,74
100 920	60 094	37 706	29 254	31 180	21 676	21 460

Renseignements pour les investisseurs

Dates prévues de versement des dividendes* et de publication des résultats

Dates de fermeture des registres

13 mai 2011	12 août 2011
14 novembre 2011	10 février 2012

Dates de versement des dividendes

1 ^{er} juin 2011	1 ^{er} septembre 2011
1 ^{er} décembre 2011	1 ^{er} mars 2012

Dates de publication des résultats

4 mai 2011	3 août 2011
3 novembre 2011	9 février 2012

* La déclaration et le versement des dividendes doivent être approuvés par le conseil d'administration.

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 (Ont.) M5J 2Y1

Téléphone : 514 982 7555 ou 1 866 586 7638
Télécopieur : 416 263 9394 ou 1 888 453 0330
Site Web : www.computershare.com/fortisinc

Dépôt direct des dividendes

Les actionnaires peuvent bénéficier du service de dépôt direct électronique de leurs dividendes au compte de 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 sont priés de 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 sur les actions ordinaires et privilégiées versés par Fortis à des résidents du Canada après le 31 décembre 2005 sont désignés comme des « dividendes admissibles ». À moins d'indication contraire, tous les dividendes versés par Fortis après cette date sont désignés comme des « dividendes admissibles » aux fins de la législation susmentionnée.

Assemblée annuelle

Le vendredi 6 mai 2011
10 h 30
Holiday Inn St. John's
180 Portugal Cove Road
St. John's (T.-N.-L.)
Canada

Régimes de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions par les consommateurs

Fortis 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. Les dividendes ainsi que toute contribution optionnelle (RRD : minimum de 100 \$ et maximum de 30 000 \$ par an; RAAC : minimum de 25 \$ et maximum de 20 000 \$ par an) des participants sont déposés automatiquement dans les régimes aux fins de l'achat d'autres actions ordinaires. Les participants peuvent acheter des actions chaque trimestre, soit les 1^{er} mars, 1^{er} juin, 1^{er} septembre et 1^{er} décembre, au cours moyen alors en vigueur à la cote de la Bourse de Toronto. En vertu du RAAC, un escompte de 2 % est offert aux participants qui achètent, en réinvestissant leurs dividendes, des actions ordinaires émises sur le capital autorisé. Pour toute demande d'information, s'adresser à l'agent des transferts.

¹⁾ *Tous les porteurs inscrits d'actions ordinaires résidant au Canada ont le droit de participer au RRD. Les actionnaires résidant à l'extérieur du Canada peuvent aussi y participer à moins que ce genre de participation ne soit pas autorisé dans leur pays. Les résidents des États-Unis, de leurs territoires et de leurs possessions ne sont pas autorisés à participer à ce 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, les actions privilégiées de premier rang, série G, et les actions privilégiées de premier rang, série H, 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, FTS.PR.G et FTS.PR.H.

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

Renseignements pour les investisseurs

Dirigeants de Fortis Inc.

H. Stanley Marshall

Président-directeur général

Barry V. Perry

Vice-président, Finances et directeur des finances

Ronald W. McCabe

Vice-président, chef du contentieux et secrétaire général

Donna G. Hynes

Secrétaire adjointe et directrice, Relations avec les investisseurs et le public

Photos (page couverture) :

Shawn Talbot Photography, Kelowna (C.-B.)
Ned Pratt, St. John's (T.-N.-L.)
Cam Craig, employé de Terasen Gas
Oscar Kaus, employé de Newfoundland Power

Photographie :

David Batten, Goodwood (Ont.)
Columbia Power Corporation, Castlegar (C.-B.)
Oh Boy Productions, Vancouver (C.-B.)
Michael Hintringer Photography, Kelowna (C.-B.)
PhotoWeb, Westerville, OH

Conception et production :

Colour, St. John's (T.-N.-L.)
www.colour-nl.ca

Moveable Inc., Toronto (Ont.)

Imprimeur :

The Lowe-Martin Group, Ottawa (Ont.)

Conseil d'administration

David G. Norris * * *

Président du conseil, Fortis Inc.
St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador

Peter E. Case *

Administrateur de sociétés
Kingston, Ontario

Frank J. Crothers

Président du conseil et
président-directeur général,
Island Corporate Holdings
Nassau, Bahamas

Ida J. Goodreau *

Administratrice de sociétés
Vancouver, Colombie-Britannique

Douglas J. Haughey *

Président-directeur général,
Provident Energy Ltd.
Calgary, Alberta

H. Stanley Marshall

Président-directeur général, Fortis Inc.
St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador

John S. McCallum * *

Professeur de finance, Université du Manitoba
Winnipeg, Manitoba

Harry McWatters *

Conseiller en vin
Summerland, Colombie-Britannique

Ronald D. Munkley *

Administrateur de sociétés
Mississauga, Ontario

Michael A. Pavey *

Administrateur de sociétés
Moncton, Nouveau-Brunswick

Roy P. Rideout * *

Administrateur de sociétés
Halifax, Nouvelle-Écosse

- * Comité de vérification
- * Comité des ressources humaines
- ★ Comité de gouvernance et des candidatures

Pour consulter les biographies des membres du conseil d'administration, visitez www.fortisinc.com.

FORTIS INC.

The Fortis Building
Suite 1201, 139 Water Street
C.P. 8837
St. John's (T.-N.-L.), Canada A1B 3T2

Téléphone : 709 737 2800
Télécopieur : 709 737 5307

www.fortisinc.com
TSX : FTS