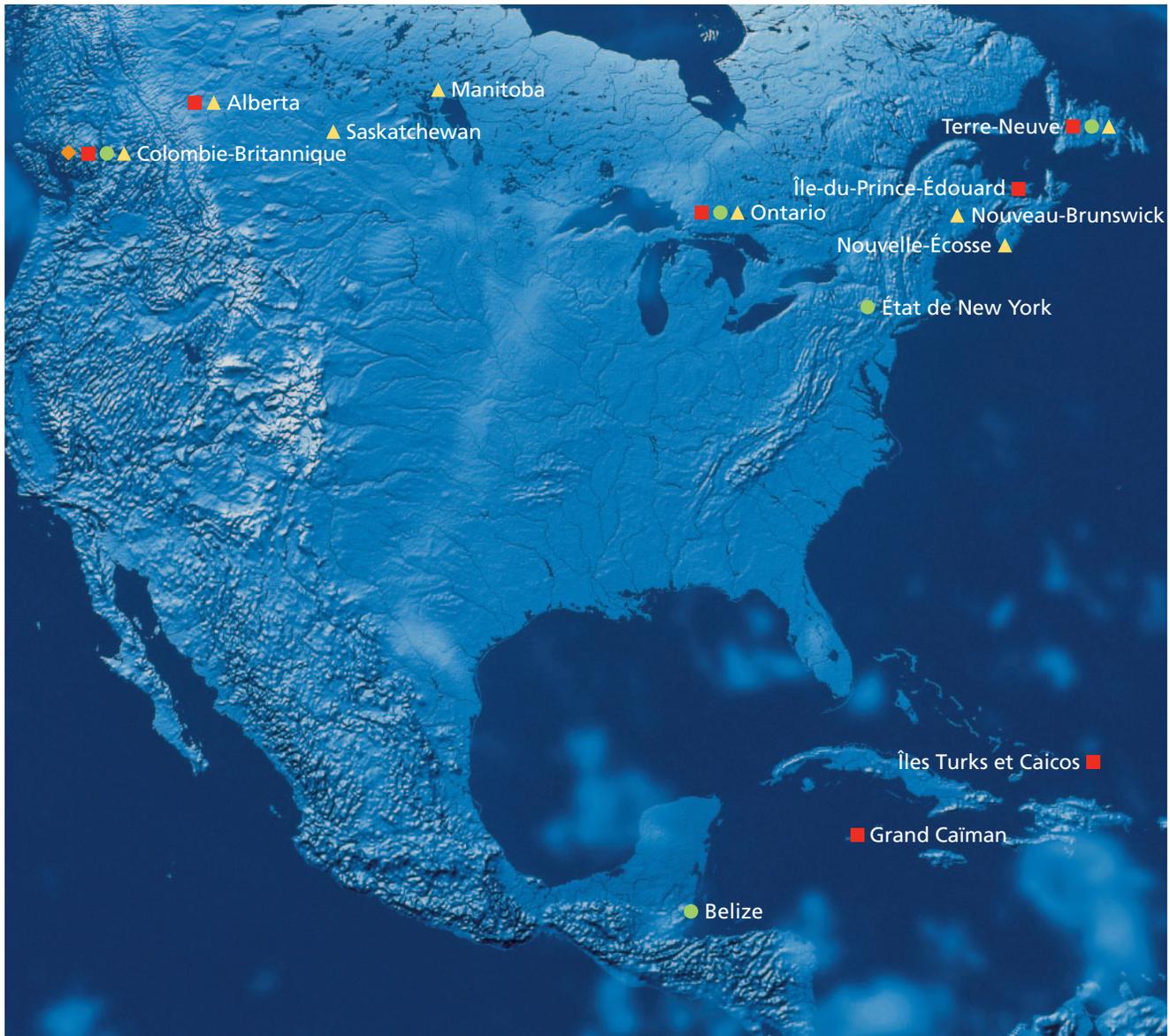




FORTIS INC.

RAPPORT ANNUEL 2011



Activités de services publics réglementés

Activités de gaz ◆

FortisBC Colombie-Britannique

Activités d'électricité ■

FortisAlberta Alberta

FortisBC Colombie-Britannique

Newfoundland Power Terre-Neuve

Maritime Electric Île-du-Prince-Édouard

FortisOntario Ontario

Caribbean Utilities Grand Caïman

Fortis Turks and Caicos Îles Turks et Caicos

Activités non réglementées

Fortis Generation ●

Zones de production

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

Fortis Properties ▲

Immobilier et hôtellerie

Partout au Canada

Actif totalisant 13,6 milliards \$

(au 31 décembre 2011)

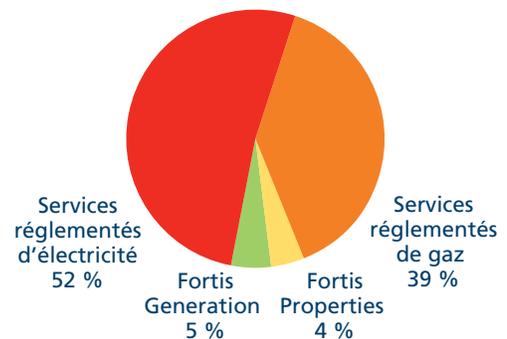
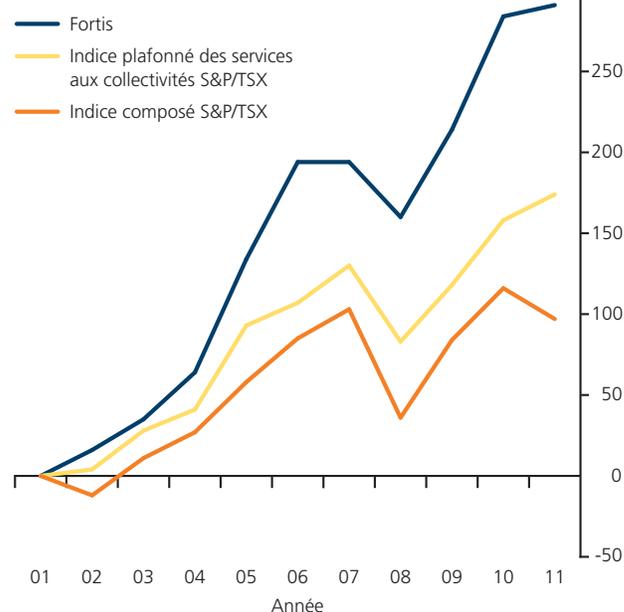


Table des matières

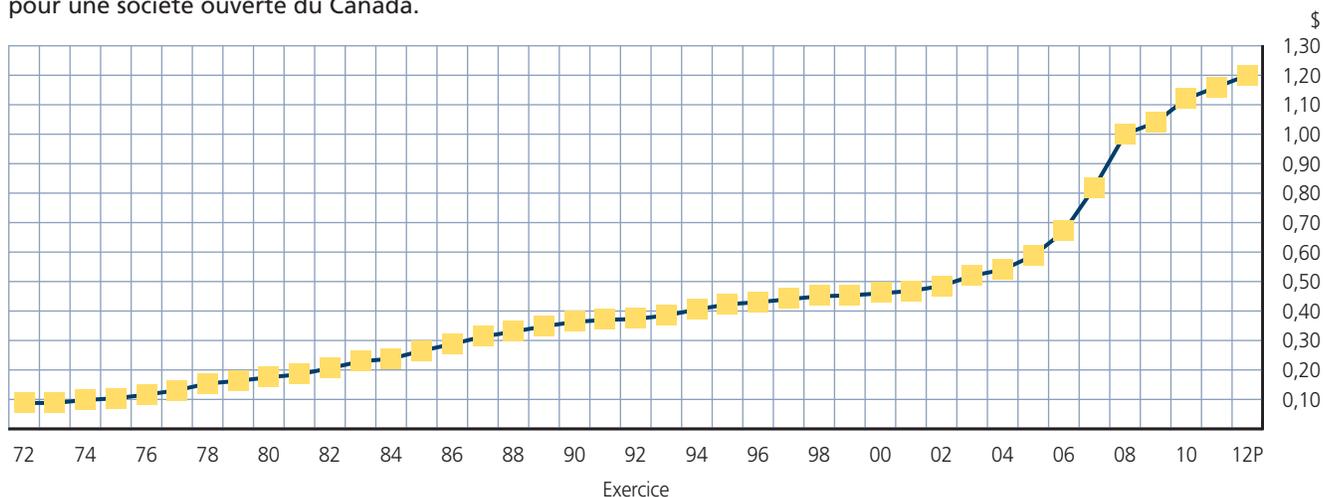
Faits saillants pour les investisseurs	2
Rapport aux actionnaires	4
Rapport de gestion	8
États financiers	78
Rétrospective financière	134
Renseignements pour les investisseurs	136

Rendement cumulatif total des 10 dernières années



Dividendes versés par action ordinaire

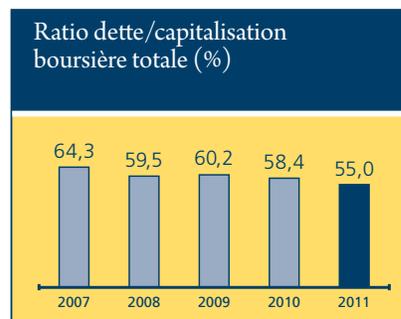
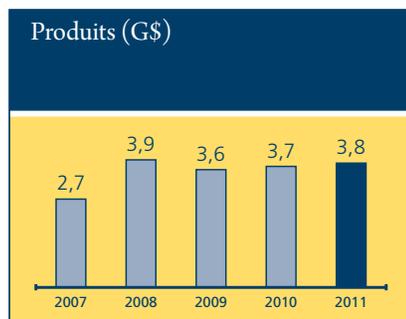
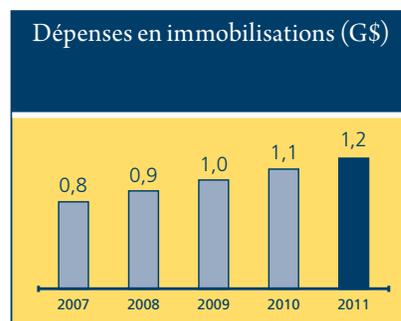
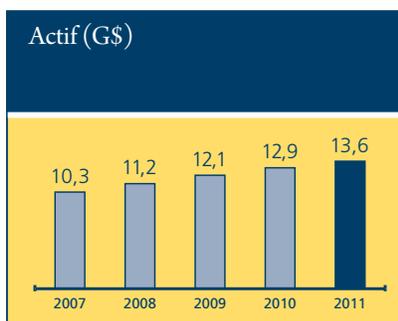
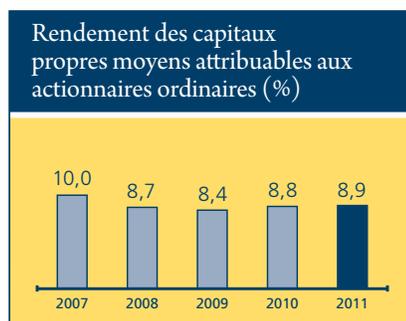
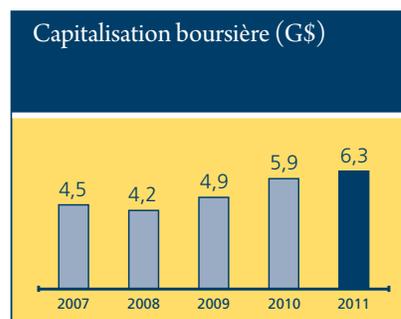
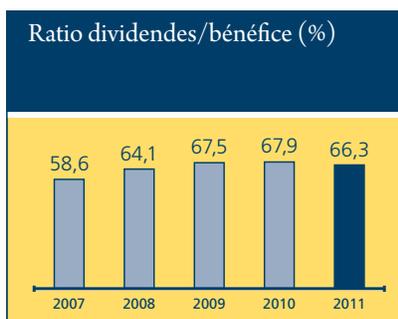
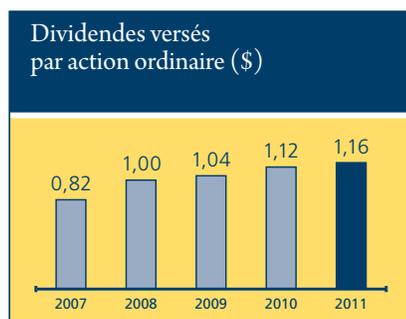
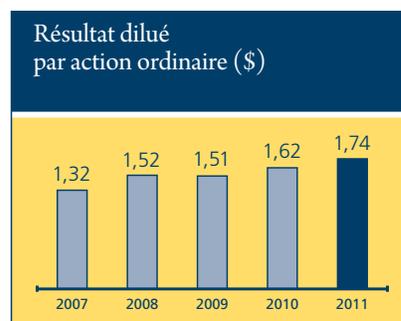
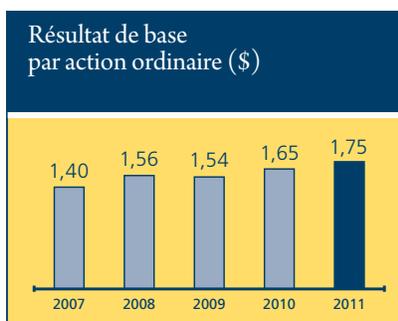
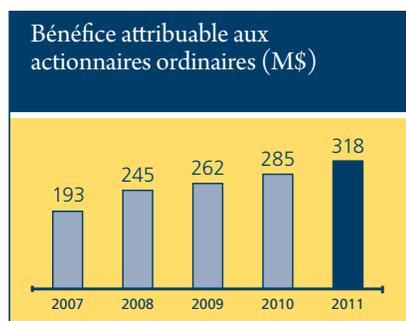
Fortis a augmenté le dividende annuel versé à ses actionnaires ordinaires 39 années d'affilée, soit le plus long record pour une société ouverte du Canada.



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.



Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens.
L'information porte sur l'exercice clos le 31 décembre 2011, à moins d'indication contraire.

Activités réglementées

Gaz

FortisBC ¹⁾	Clients (nombre)	Employés (nombre)	Demande de pointe quotidienne (TJ)	Volumes de gaz (PJ)	Programme d'investissement (MS)	Total de l'actif (G\$)	Base tarifaire (G\$) ²⁾	Bénéfice (MS)	RCP autorisé (%) ³⁾	
									2011	2012
Total	956 000	1 789	1 210	203	253	5,3	3,6	139	9,50	9,50 ⁴⁾

Électricité

	Clients (nombre)	Employés (nombre)	Demande de pointe (MW)	Ventes d'énergie (GWh)	Programme d'investissement (MS)	Total de l'actif (G\$)	Base tarifaire (G\$) ²⁾	Bénéfice (MS)	RCP autorisé (%) ³⁾	
									2011	2012
FortisAlberta	499 000	1 036	2 505	16 367	416	2,7	2,0	75	8,75	8,75
FortisBC	162 000	528	669	3 143	102	1,6	1,1	48	9,90	9,90 ⁴⁾
Newfoundland Power	247 000	640	1 166	5 553	81	1,2	0,9	34	8,38	8,38 ⁵⁾
Maritime Electric	75 000	181	224	1 048	27	0,4	0,3	12	9,75	9,75
FortisOntario	64 000	198	276	1 318	20	0,3	0,2	10	8,01/9,85 ⁶⁾	8,01/9,85 ⁶⁾
Belize Electricity ⁷⁾	–	–	76	194	9	0,1	–	–	–	–
Caribbean Utilities ⁸⁾	27 000	193	99	554	36	0,5	0,4	11	7,75–9,75 ⁹⁾	7,75–9,75 ^{9), 10)}
Fortis Turks and Caicos	9 500	114	30	170	26	0,2	0,2	9	17,50 ^{9), 11)}	17,50 ^{9), 11)}
Total	1 083 500	2 890	5 045	28 347	717	7,0	5,1	199		

1) Comprend les activités de FortisBC Energy Inc., de FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc. et de FortisBC Energy (Whistler) Inc., désignées collectivement les « sociétés FortisBC Energy ».

2) Prévission à la mi-exercice de 2012.

3) Taux de rendement des capitaux propres (« RCP ») attribuables aux actionnaires ordinaires. Pour le secteur du gaz, le RCP est celui de FortisBC Energy Inc. Le RCP de FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc. et de FortisBC Energy (Whistler) Inc. est plus élevé de 50 points de base.

4) Les RCP autorisés doivent être maintenus pour 2012 en attendant les conclusions de l'instance générale relative au coût du capital annoncée par l'organisme de réglementation qui commencera en mars 2012.

5) RCP provisoire, en attendant l'issue de la révision du coût en capital prévue au cours de 2012.

6) Énergie Niagara : 8,01 %; Algoma Power : 9,85 %.

7) La demande de pointe, les ventes d'énergie et le programme d'investissement comprennent les données jusqu'au 20 juin 2011, date d'expropriation de Belize Electricity par le gouvernement du Belize. Les actifs représentent la valeur comptable de l'investissement antérieur de la Société dans Belize Electricity. Fortis a déposé une demande d'indemnisation auprès du gouvernement du Belize pour la juste valeur de Belize Electricity.

8) 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 d'environ 60 % de la Société.

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

10) Cette donnée peut changer selon l'application annuelle du mécanisme d'ajustement des plafonds tarifaires attendu en juin 2012.

11) Chiffre prévu dans la licence. En 2011, le RAB a été de 6,6 %. En février 2012, le gouvernement provisoire des îles Turks et Caicos a approuvé, entre autres, une hausse de 26 % des tarifs d'électricité facturés aux grands hôtels, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2012.

Activités non réglementées

Fortis Generation ¹⁾

	Capacité de production (MW)	Ventes d'énergie (GWh)	Actif (G\$) ³⁾	Bénéfice (MS) ⁴⁾	Programme de dépenses en immobilisations (MS) ⁵⁾
Total	139	389	0,7	18	174

Fortis Properties ²⁾

	Employés (nombre)	Actif (G\$)	Bénéfice (MS)	Programme de dépenses en immobilisations (MS)
Total	2 400	0,6	23	30

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 22 hôtels dans tout le Canada.

3) Comprend 90 millions \$ dans les autres actifs non réglementés.

4) Contribution aux résultats consolidés de Fortis pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

5) Comprend un montant de 169 millions \$ lié à la centrale hydroélectrique Expansion Waneta en Colombie-Britannique.

L'information porte sur l'exercice clos le 31 décembre 2011, à moins d'indication contraire.

Rapport aux actionnaires

En 2011, Fortis a dégagé un bénéfice record pour ses actionnaires pour une douzième année d'affilée. Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 318 millions \$, soit 33 millions \$ de plus que les 285 millions \$ de 2010. Le bénéfice par action ordinaire a été de 1,75 \$ en 2011, contre 1,65 \$ en 2010.

Les investissements accrus dans l'infrastructure énergétique de nos entreprises de services publics dans l'Ouest canadien et les frais de 11 millions \$ après impôts payés à Fortis en juillet 2011 par suite de la résiliation de l'accord de fusion entre Fortis et la Central Vermont Public Service Corporation (« CVPS ») ont été les principaux inducteurs de croissance du bénéfice.

Les dividendes par action ordinaire ont progressé à un taux de croissance annuel composé de 9,5 % au cours des dix derniers exercices. En décembre, Fortis a haussé son dividende trimestriel par action ordinaire pour le porter à 30 cents, à compter du dividende du premier trimestre versé en 2012. La hausse de 3,4 % du dividende trimestriel par action ordinaire donne lieu à un dividende annualisé de 1,20 \$ et porte à 39 années d'affilée le record de la Société quant aux augmentations annuelles du dividende, soit le plus long record pour une société ouverte du Canada. Le ratio dividendes/bénéfice a atteint 66 % en 2011.

Au cours des dix derniers exercices, Fortis a dégagé un rendement total annualisé moyen d'environ 15 %, surpassant l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et l'indice composé S&P/TSX, dont le rendement annualisé a été respectivement d'environ 11 % et 7 % pour la même période.

Notre programme d'investissement annuel a atteint un montant record de 1,2 milliard \$, y compris des dépenses combinées de plus de 900 millions \$ en Colombie-Britannique et en Alberta. La croissance de la demande d'énergie a représenté environ 45 % des dépenses en immobilisations effectuées au cours de l'exercice. Les sommes importantes investies par nos entreprises de services publics dans l'infrastructure énergétique visent à assurer que nous continuons de respecter notre engagement d'offrir un service de qualité à notre clientèle.

FortisBC, par ses activités d'exploitation, produit environ 21 % de toute l'énergie consommée en Colombie-Britannique, soit la plus grande quantité d'électricité livrée de la province. En 2011, FortisBC a terminé la construction de son installation de stockage de gaz naturel liquéfié de 1,5 milliard de pieds cubes sur l'île de Vancouver, au coût de 212 millions \$. La nouvelle installation, mise en service à la fin de l'exercice, améliore la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement en gaz pendant les périodes d'interruption du réseau ou d'accroissement de la demande d'énergie. Par ailleurs, FortisBC a terminé son projet de renforcement de la ligne de transport d'Okanagan de 105 millions \$, qui a nécessité la mise à niveau de la ligne de transport aérienne reliant Penticton et le lac Vaseux, qui passera d'une ligne de 161 kilovolts (« kV ») à une ligne à double circuit de 230 kV, de même que la construction d'une nouvelle sous-station de 230 kV dans la région d'Oliver, qui assurera la distribution d'énergie aux clients de manière aussi sécuritaire que fiable. Le système issu du projet d'amélioration du service à la clientèle de 110 millions \$ de la société, incluant l'ouverture de deux nouveaux centres de service à la clientèle à Prince George et à Burnaby, a été mis en fonction au début de 2012.



Stan Marshall,
Président-directeur général,
Fortis Inc.



David Norris,
Président du conseil,
Fortis Inc.



Les travaux de construction de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta de 335 MW, au coût de 900 millions \$, vont bon train.

Les travaux de construction de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta (« Expansion Waneta ») de 335 mégawatts, au coût de 900 millions \$, sur la rivière Pend d'Oreille en Colombie-Britannique vont bon train. Un montant d'environ 244 millions \$ a été investi dans le projet Expansion Waneta depuis le début des travaux à la fin de 2010. Fortis, qui détient une participation de 51 % dans l'Expansion Waneta, exploitera la centrale et en assurera l'entretien dès sa mise en service, prévue au printemps 2015. La production de la centrale doit être vendue dans le cadre de contrats d'achat d'électricité de 40 ans conclus avec FortisBC et BC Hydro. 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.

Rapport aux actionnaires

FortisAlberta est notre entreprise de services publics canadienne à la croissance la plus rapide. Sa base tarifaire a crû à un taux annuel composé de 18 % au cours des cinq derniers exercices. La société continue d'investir des capitaux importants dans son réseau électrique, lequel comprend plus de 100 000 kilomètres de lignes de distribution, dans lesquelles plus de 400 millions \$ ont été investis en 2011, et un investissement d'un montant équivalent est prévu pour 2012. Au début de 2011, FortisAlberta a terminé son projet de compteurs automatisés de 126 millions \$, qui vise à réduire les frais d'exploitation et à permettre aux clients de mieux surveiller et gérer leur consommation mensuelle d'énergie. La société a également entrepris un programme de gestion de poteaux visant à remplacer 96 000 anciens poteaux afin de prévenir le risque de défaillance due à l'âge. Un montant d'environ 335 millions \$ devrait être investi dans ce projet jusqu'à son achèvement prévu en 2019. Une grande partie des concessions de FortisAlberta enclave les grands projets de mise en valeur du pétrole de réservoir étanche et du gaz de schiste en Alberta, particulièrement les formations Bakken, Cardium et Duvernay, et nos activités bénéficient de la construction de l'infrastructure énergétique nécessaire pour faire face à la croissance de la clientèle qui s'y rattache.

Les entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada ont dégagé un bénéfice de 139 millions \$, en hausse de 9 millions \$ par rapport à 130 millions \$ en 2010. Compte non tenu d'un élément ponctuel favorable de 4 millions \$ en 2010, le bénéfice s'est accru de 13 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Les résultats de 2011 reflètent l'incidence de la hausse des investissements dans l'infrastructure énergétique, du montant moins élevé que prévu des impôts sur les bénéfices, des frais financiers et de la dotation aux amortissements, et de l'augmentation des volumes de gaz transportés vers les secteurs forestier et minier, partiellement contrebalancée par les ajouts de clients moins élevés que prévu.

La majorité de nos clients acheteurs de gaz ont bénéficié de la tendance baissière des prix du gaz naturel. L'amélioration des données fondamentales sur l'offre et le coût du gaz naturel en Amérique du Nord, conjuguée à ses attributs positifs sur le plan environnemental, font du gaz naturel une source d'approvisionnement en énergie intéressante pour l'usage résidentiel et industriel, ainsi que pour les secteurs du transport et de la production d'électricité, qui l'utilisent comme combustible.

Les entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada ont contribué aux bénéfices à hauteur de 179 millions \$, en hausse de 15 millions \$ par rapport à 164 millions \$ en 2010. La hausse est attribuable aux résultats de FortisAlberta et de FortisBC Electric qui se sont améliorés. La hausse des bénéfices de FortisAlberta s'explique principalement par l'augmentation des investissements dans l'infrastructure énergétique, mesure nécessaire pour maintenir le réseau et soutenir la croissance de la clientèle, contrebalancée en partie par une baisse du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (« RCP ») autorisé pour 2011. La hausse du bénéfice de FortisBC Electric résulte de l'augmentation des investissements dans l'infrastructure énergétique, de la baisse du coût de l'électricité achetée et de la hausse des ventes d'électricité.



Les actifs des entreprises de services publics réglementés représentent 91 % de l'ensemble des actifs de Fortis.



Les travaux de construction de l'installation de stockage de gaz naturel liquéfié de 1,5 milliard de pieds cubes sur l'île de Vancouver, au coût de 212 millions \$, ont été achevés en 2011.

Rapport aux actionnaires

Dans nos principales entreprises de services publics, plusieurs importants processus de réglementation ont récemment été adoptés ou sont en cours. L'Alberta Utilities Commission (« AUC ») a publié en décembre sa décision générale relative au coût du capital, établissant le RCP autorisé pour 2011 à 8,75 %, un recul par rapport à 9,0 % en 2010. L'AUC a décidé qu'elle n'adopterait pas de formule pour ajuster automatiquement le RCP autorisé sur une base annuelle. À cet égard, l'AUC a approuvé le RCP de 8,75 % pour 2012, et a établi le RCP provisoire pour 2013 à 8,75 %. Également chez FortisAlberta, une décision réglementaire est attendue relativement à l'accord de règlement négocié pour les tarifs applicables aux clients pour 2012 déposé par la société en novembre, à la suite de sa demande de tarifs pour 2012-2013. De plus, en juillet dernier, FortisAlberta a déposé sa proposition sur la tarification axée sur le rendement (« TAR »), par suite du processus de réforme de la réglementation des tarifs en Alberta entamé par l'AUC et de l'annonce faite par cette dernière de son intention d'appliquer un mécanisme de TAR aux tarifs de distribution d'électricité. L'AUC devrait faire connaître sa décision concernant la TAR en 2012. À FortisBC, des décisions réglementaires sont en cours aux entreprises de services publics de gaz et d'électricité relativement à leurs demandes de tarifs pour 2012-2013. Les RCP autorisés pour les entreprises de services publics doivent être maintenus pour 2012 en attendant les conclusions de l'instance générale relative au coût du capital annoncée par l'organisme de réglementation qui commencera en mars 2012. Newfoundland Power a obtenu, en décembre dernier, l'autorisation réglementaire de cesser d'utiliser la formule d'ajustement automatique pour établir son RCP autorisé pour 2012. Par conséquent, le RCP autorisé de Newfoundland Power restera à 8,38 % et les tarifs d'électricité actuellement facturés aux clients demeureront en vigueur, les deux provisoirement, pour 2012. Une étude approfondie du coût du capital devrait être réalisée en 2012.

La contribution au bénéfice de Fortis par les entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes s'est établie à 20 millions \$, contre 23 millions \$ en 2010. Les ventes d'électricité de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos continuent d'être touchées par une baisse de la consommation d'énergie attribuable aux difficultés économiques que connaît la région et à des prix du combustible élevés. Belize Electricity n'a pas contribué au bénéfice en 2011, en raison de l'expropriation par le gouvernement du Belize, en juin, de l'investissement de la Société dans cette entreprise de services publics. En 2010, la contribution de Belize Electricity au bénéfice a été d'environ 1,5 million \$. Dans le cadre de son action pour contester l'expropriation, Fortis évalue d'autres options afin d'obtenir du gouvernement du Belize une juste indemnisation de la valeur de son investissement dans Belize Electricity.

La contribution au bénéfice des activités non réglementées de Fortis Generation a été de 18 millions \$, comparativement à 20 millions \$ en 2010. La réduction du bénéfice tient en grande partie à une diminution de la production hydroélectrique au Belize attribuable à la baisse des précipitations. La Société conserve sa participation indirecte et le contrôle dans la filiale de production hydroélectrique non réglementée, Belize Electric Company Limited (« BECOL »), et le gouvernement du Belize a indiqué qu'il n'avait pas l'intention d'exproprier BECOL.

Fortis Properties a dégagé un bénéfice de 23 millions \$, contre 26 millions \$ en 2010. Cependant, les résultats de 2010 avaient été favorisés par la baisse des taux d'impôt sur les bénéfices qui avait réduit les impôts futurs. Les résultats de 2011 reflètent un recul de la contribution de la division de l'hôtellerie, attribuable surtout au taux d'occupation plus faible dans les hôtels de la société dans l'Ouest canadien. Fortis Properties a accru son portefeuille de propriétés hôtelières en octobre 2011 en faisant l'acquisition, au coût de 25 millions \$, de l'hôtel Hilton Suites Winnipeg Airport, qui compte 160 chambres et offre des services complets.

Les charges du secteur Siège social et autres se sont établies à 61 millions \$ en 2011, une compression de 17 millions \$, en regard de 78 millions \$ en 2010. En excluant les frais de résiliation de 11 millions \$ après impôts liés à la CVPS, les charges du secteur Siège social et autres ont diminué de 6 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, en raison de la baisse des frais de développement des affaires et des frais financiers.



Les entreprises de services publics de Fortis distribuent de l'électricité et du gaz à plus de 2 000 000 de clients.



L'hôtel Hilton Suites Winnipeg Airport, qui compte 160 chambres, a été acquis en 2011 au coût de 25 millions \$.

Fortis et ses quatre principales entreprises de services publics continuent d'avoir des notes de grande qualité. Standard & Poor's attribue actuellement à la dette de Fortis la note A-, tandis que DBRS lui accorde la note A (bas). Les notes de crédit reflètent le profil de faible risque commercial et les paramètres de crédit raisonnables de la Société, et sa capacité démontrée à faire l'acquisition et l'intégration d'entreprises de services publics réglementés.

En 2011, Fortis et ses entreprises de services publics réglementés ont mobilisé des capitaux à long terme totalisant 688 millions \$. La Société a reçu un produit de 341 millions \$ de son émission publique d'actions ordinaires au milieu de 2011. Ces fonds ont servi au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit et au financement des injections de capitaux propres dans les entreprises de services publics réglementés dans l'Ouest canadien et dans la société en commandite non réglementée Expansion Waneta, afin de soutenir les investissements dans les infrastructures et pour les besoins généraux de la Société. Des titres d'emprunt à long terme consolidés totalisant 347 millions \$ ont été émis au cours de l'exercice pour des durées allant de 15 à 50 ans et à des taux variant entre 4,25 % et 5,118 %. De façon générale, le produit des émissions de titres d'emprunt a servi au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit souscrits pour financer les dépenses en immobilisations et soutenir les nouvelles dépenses, et pour les besoins généraux de la Société.



Deux nouveaux centres de service à la clientèle ont ouvert leurs portes en Colombie-Britannique au début de 2012.

Des notes de crédit de grande qualité, des facilités de crédit suffisantes et le faible volume des échéances continuent de donner à Fortis la souplesse voulue pour accéder aux marchés des capitaux d'emprunt et des capitaux propres. Fortis a des facilités de crédit consolidées de 2,2 milliards \$, dont une tranche de 1,9 milliard \$ demeurait inutilisée à la fin de l'exercice 2011. Une tranche d'environ 2,1 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2012 et 2015. Les facilités de crédit sont pour la plupart conclues auprès de grandes banques canadiennes, aucune banque ne détenant plus de 20 % de ces facilités. Au 31 décembre 2011, on prévoyait que les échéances et les remboursements de la dette à long terme de la Société atteindraient en moyenne 270 millions \$ annuellement au cours des cinq prochains exercices.

La croissance et le succès continus de la Société sont liés directement aux milliers de personnes talentueuses et dévouées qui composent l'équipe de Fortis. Nous tenons à remercier sincèrement tous nos employés pour leur engagement à offrir un service de qualité à nos clients. Nous sommes reconnaissants également envers nos collègues du conseil d'administration de Fortis pour leur vigilance et leur soutien continus.

Nous nous employons à terminer notre programme d'investissement de 1,3 milliard \$ pour 2012. Nous prévoyons que notre programme d'investissement sur les cinq prochaines années, soit jusqu'en 2016, totalisera 5,5 milliards \$, ce qui stimulera la croissance continue du bénéfice et des dividendes.

Le 21 février 2012, Fortis a annoncé avoir conclu une entente portant sur l'acquisition de CH Energy Group, Inc. (« CH Energy Group ») au coût de 1,5 milliard \$ US, y compris la prise en charge d'une dette de 500 millions \$ US à la conclusion de l'acquisition. CH Energy Group est une société de distribution d'énergie ayant son siège social à Poughkeepsie, dans l'État de New York. Sa principale société, Central Hudson Gas & Electric Corporation, dont les activités sont similaires à nos activités de services publics réglementés au Canada, fournit des services publics réglementés de transport et de distribution d'énergie à quelque 300 000 consommateurs d'électricité et 75 000 consommateurs de gaz naturel dans la partie centrale de la vallée de l'Hudson River. L'acquisition, qui est sous réserve de l'approbation des porteurs d'actions ordinaires de CH Energy Group, et des approbations réglementaires et d'autres approbations, est censée se conclure dans environ 12 mois, et devrait immédiatement contribuer au bénéfice par action ordinaire, à l'exclusion des frais non récurrents liés à la transaction.

Nous continuons de faire preuve de rigueur et de patience dans la poursuite d'occasions d'acquisitions d'entreprises de services publics d'électricité et de gaz naturel aux États-Unis et au Canada qui ajouteront de la valeur pour nos actionnaires.

Comme toujours, notre priorité première est de fournir à nos clients un service de distribution d'énergie qui soit sécuritaire, fiable et rentable, et de continuer à répondre à leurs besoins en matière d'énergie.

Au nom du conseil d'administration,

A stylized handwritten signature in black ink.

David G. Norris
Président du conseil
Fortis Inc.

A stylized handwritten signature in black ink.

H. Stanley Marshall
Président-directeur général
Fortis Inc.

Rapport de gestion

Daté du 13 mars 2012

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés de 2011 et les notes y afférentes figurant dans le rapport annuel de Fortis Inc. (« Fortis » ou « la Société ») pour l'exercice 2011. 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. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion portent entre autres sur : les efforts de la Société axés sur l'acquisition d'entreprises de services publics réglementés aux États-Unis et au Canada; la recherche par la Société d'occasions de croissance pour ses activités non réglementées afin de soutenir la stratégie de croissance de ses entreprises de services publics réglementés; le contexte actuel de faibles prix du gaz naturel et l'abondance des réserves de gaz de schiste devraient permettre de maintenir la concurrence du gaz naturel par rapport aux sources d'énergies alternatives en Amérique du Nord; les investissements dans la collecte d'huile de schiste et de gaz de schiste en Alberta, au Canada, devraient se poursuivre, ce qui devrait favoriser les ventes d'énergie et la croissance de la base tarifaire dans la zone de service de FortisAlberta; l'incidence favorable prévue pour les sociétés FortisBC Energy de la nouvelle stratégie en matière de gaz naturel du gouvernement de la Colombie-Britannique sur le débit de gaz naturel; les investissements prévus dans le secteur de l'électricité au Canada au cours de la période de 20 ans comprise entre 2010 et 2030; les dépenses en immobilisations brutes consolidées de la Société prévues pour 2012 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; la possibilité que l'important programme d'investissement de la Société devrait favoriser la croissance continue du bénéfice et des dividendes; 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; l'hypothèse que les entreprises de services publics de la Société pourraient connaître des interruptions de service et une hausse de leurs coûts si elles n'arrivaient pas à assurer la maintenance de leurs actifs; la base tarifaire de mi-exercice prévue pour chacune des quatre grandes entreprises de services publics canadiennes de la Société; l'hypothèse que les besoins de liquidités pour terminer les programmes d'immobilisations des filiales devraient être pourvus grâce à une combinaison de flux de trésorerie d'exploitation, d'emprunts sur les facilités de crédit, d'injections de capitaux par Fortis et d'émissions de titres de créance à long terme; l'hypothèse que les filiales de la Société pourront obtenir les fonds nécessaires au financement de leurs programmes d'investissement de 2012; les échéances et les remboursements de la dette à long terme consolidée en 2012 et en moyenne, annuellement, au cours des cinq prochains exercices; la présomption que la Société et ses filiales continueront d'avoir un accès raisonnable à du capital à court et à moyen terme; l'hypothèse que 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; à l'exception de certaines dettes d'Exploits River Hydro Partnership (la « société Exploits »), l'hypothèse que la Société et ses filiales continueront à respecter les clauses restrictives de leur dette au cours de 2012; l'improbabilité qu'une augmentation des intérêts débiteurs consolidés ou des frais associés aux facilités de crédit renouvelées et prorogées ait une incidence importante sur les résultats financiers consolidés de la Société pour 2012; le moment prévu du dépôt des demandes auprès des organismes de réglementation et le moment de la réception des décisions; l'incidence estimée qu'une baisse des produits à la division hôtelière de Fortis Properties aurait sur le résultat par action ordinaire; le fait qu'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 2012; l'hypothèse que la croissance des ventes d'électricité des entreprises de services publics de la Société dans les Caraïbes sera minime en 2012; la présomption que les contreparties aux contrats de dérivés sur gaz naturel des sociétés FortisBC Energy continueront de respecter leurs obligations; l'hypothèse que FortisBC poursuivra ses efforts d'intégration des entreprises de distribution de gaz et d'électricité en 2012; la présomption que les bénéfices consolidés de la Société et son résultat par action ordinaire pour 2012 ne seront pas grandement touchés par la transition aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis »); la hausse prévue des coûts nets consolidés des régimes de retraite à prestations déterminées en 2012 et le fait que rien ne garantit que les actifs des régimes de retraite réaliseront les taux de rendement à long terme présumés dans le futur; le calendrier prévu de la conclusion de l'acquisition de CH Energy Group, Inc. par Fortis et l'hypothèse que l'acquisition contribuera immédiatement au bénéfice par action ordinaire, à l'exclusion des frais non récurrents liés à la transaction. 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; pas de volatilité importante des taux d'intérêt; 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 repli important et prolongé de la situation économique; pas de baisse marquée des dépenses en immobilisations; pas de dépassement important de coûts d'investissement et de financement liés à la construction de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta; des liquidités et des sources de financement suffisantes; la possibilité que la Société reçoive un dédommagement approprié du gouvernement du Belize pour la juste valeur de l'investissement de la Société dans Belize Electricity, qui a été exproprié par le gouvernement du Belize; la possibilité que Belize Electric Company Limited (« BECOL ») ne soit pas expropriée par le gouvernement du Belize; la possibilité que la Société reçoive un dédommagement équitable du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador pour l'expropriation des actifs hydroélectriques et des droits d'usage de l'eau de la société Exploits; 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, des taux de change et du prix du gaz naturel et des combustibles; 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, en combustible et en électricité; le maintien de l'approvisionnement en énergie et des contrats d'achat de capacité et leur approbation réglementaire; la capacité de financer les régimes de retraite à prestations déterminées, de réaliser les taux de rendement à long terme présumés sur les actifs connexes et recouvrer le coût net des régimes de retraite dans les tarifs imposés à la clientèle; pas de modifications importantes des plans énergétiques gouvernementaux et des lois environnementales qui pourraient avoir une incidence



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

Rapport de gestion

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; la capacité de présenter ses informations conformément aux PCGR des États-Unis au-delà de 2014 ou l'adoption des Normes internationales d'information financière (« IFRS ») après 2014 permettant la comptabilisation d'actifs et de passifs réglementaires; la possibilité de continuer à reporter les impôts sur les bénéfices des activités de la Société dans les Caraïbes; le maintien de l'infrastructure de technologie de l'information; le maintien 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 de taux d'intérêt, y compris l'incertitude de l'incidence du maintien d'un environnement de faibles taux d'intérêt sur les taux de rendement des capitaux propres en actions ordinaires autorisés des entreprises de services publics réglementés de la Société; les risques liés à l'exploitation et à l'entretien; les risques liés à l'évolution de la conjoncture économique; le risque lié au dépassement des coûts des projets d'investissement et à l'achèvement de ces projets, et le risque lié au financement des activités non réglementées de la Société; le risque lié aux sources de financement et à la situation de trésorerie; les risques associés au montant du dédommagement qui sera payé à Fortis pour son investissement dans Belize Electricity, qui a été exproprié par le gouvernement du Belize; le délai de réception du dédommagement et la capacité du gouvernement du Belize de verser le dédommagement à Fortis; le risque que le gouvernement du Belize exproprie BECOL; un règlement ultime de l'expropriation des actifs hydroélectriques et des droits d'usage de l'eau de la société Exploits qui divergerait des prévisions actuelles de la direction; le risque lié aux conditions climatiques et au caractère saisonnier; le risque lié aux prix des marchandises; la capacité soutenue à couvrir le risque de change; le risque de contrepertes; le caractère concurrentiel du gaz naturel; le risque lié à l'approvisionnement en gaz naturel, en combustible et en électricité; le risque lié au maintien, à la prorogation, au remplacement des contrats d'approvisionnement en énergie et d'achat de capacité et/ou à leur approbation par les autorités réglementaires; le risque lié aux besoins de rendement et de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées; les risques liés à FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc.; les risques environnementaux; le risque lié aux assurances; le risque lié à la perte de licences et de permis; le risque de perte d'un territoire de service; le risque de ne pas être en mesure de présenter son information conformément aux PCGR des États-Unis après 2014 ou le risque que les IFRS ne disposent pas de norme comptable pour les entités à tarifs réglementés d'ici la fin de 2014 aux fins de la comptabilisation des actifs et des passifs réglementaires; les risques liés aux modifications aux lois fiscales; le risque de panne de l'infrastructure de technologie de l'information; le risque de ne pas être autorisé à accéder aux territoires des Premières nations; le risque lié aux relations de travail; le risque lié aux ressources humaines; et le risque d'issue inattendue des poursuites intentées contre la Société. 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 des risques d'affaires » du présent rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

Tous les énoncés prospectifs du rapport de gestion sont visés 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 ces énoncés prospectifs, 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 financière consolidée	36
Vision et stratégie de la Société	12	Situation de trésorerie et sources de financement	
Tendances et risques principaux.....	13	Sommaire des flux de trésorerie consolidés.....	37
Faits saillants financiers.....	17	Obligations contractuelles.....	39
Résultats d'exploitation consolidés.....	19	Structure du capital	42
Résultats d'exploitation sectoriels.....	21	Notes de crédit.....	42
Entreprises de services publics réglementés.....	21	Programme d'investissement	43
Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada	21	Besoins de flux de trésorerie	46
Sociétés FortisBC Energy.....	21	Facilités de crédit	46
Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada	22	Arrangements hors bilan	47
FortisAlberta	23	Gestion des risques d'affaires	48
FortisBC Electric.....	24	Modifications comptables futures.....	62
Newfoundland Power.....	24	Instruments financiers.....	65
Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada.....	25	Estimations comptables critiques	67
Entreprises de services publics d'électricité réglementés dans les Caraïbes.....	26	Principales informations financières annuelles.....	71
Activités non réglementées		Résultats du quatrième trimestre	72
Activités non réglementées – Fortis Generation	27	Sommaire des résultats trimestriels	75
Activités non réglementées – Fortis Properties	28	Évaluation par la direction des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière.....	76
Siège social et autres	29	Événement postérieur à la date du bilan.....	76
Faits saillants en matière de réglementation		Perspectives	77
Nature de la réglementation.....	30	Données sur les actions en circulation.....	77
Principales décisions et demandes réglementaires.....	31		

APERÇU DE LA SOCIÉTÉ

Fortis, la plus importante société ouverte de services publics de distribution du Canada, sert plus de 2 000 000 de 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 locaux pour bureaux d'affaires et pour commerces de détail au Canada. En 2011, les réseaux de distribution d'électricité de la Société ont répondu à une demande de pointe combinée de 5 045 mégawatts (« MW »), et ses réseaux de distribution de gaz naturel ont répondu à une demande de pointe quotidienne de 1 210 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. En vertu de la réglementation fondée sur le coût du service, les organismes de réglementation respectifs établissent les tarifs du gaz et de l'électricité imposés à la clientèle de façon à permettre une récupération raisonnable par l'entreprise de services publics, en temps opportun, des coûts estimatifs du service rendu, y compris un taux de rendement juste selon une structure du capital réputée réglementaire ou ciblée appliquée à la valeur de l'actif réglementaire autorisée (« base tarifaire »). En général, la capacité d'une entreprise de services publics réglementés de recouvrer de manière prudente les coûts engagés dans la prestation des services et de réaliser le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actions ordinaires (« RCP ») autorisé ou le taux de rendement des actifs de la base tarifaire (« RAB »), approuvés par l'organisme de réglementation, dépend de la réalisation des prévisions établies dans les processus d'établissement des tarifs. Ainsi, le bénéfice des entreprises de services publics réglementés subit généralement l'incidence de ce qui suit : i) les changements apportés par l'organisme de réglementation aux RCP ou RAB autorisés; ii) les changements de la base tarifaire; iii) les fluctuations des ventes d'énergie ou des volumes de gaz livrés; iv) les modifications du nombre de clients et de leur composition; et v) les écarts entre les charges réelles engagées et les charges prévues utilisées pour déterminer les besoins en revenus et fixer les tarifs facturés à la clientèle. Lorsque des années témoins futures sont utilisées pour établir les besoins en revenus et fixer le tarif de base facturé à la clientèle, ce tarif n'est pas rajusté même si le coût du service réel diffère du coût estimatif, à l'exception de certains coûts prescrits qui peuvent être reportés au bilan. En outre, les entreprises de services publics réglementés de la Société sont autorisées, le cas échéant, par leur organisme de réglementation respectif à transférer à la clientèle, sans majoration, le coût du gaz naturel, du combustible ou de l'électricité achetée dans les tarifs de base facturés à la clientèle ou d'utiliser des mécanismes de stabilisation tarifaire et autres mécanismes.

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 hôtels et des locaux pour bureaux d'affaires et commerces de détail d'autre part, deux secteurs d'activité traités distinctement. Les actifs de production hydroélectrique non réglementés de la Société disposent d'une capacité de production combinée de 139 MW, principalement hydroélectrique, et sont gérés comme un secteur pour assurer des pratiques d'exploitation uniformes, tirer profit de l'expertise dans tous les territoires et réaliser des projets hydroélectriques non réglementés additionnels. 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 sert à compenser les charges de la société de portefeuille, qui sont en grande partie 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

Sociétés FortisBC Energy : englobent FortisBC Energy Inc. (« FEI ») (anciennement Terasen Gas Inc.), Fortis BC Energy (Vancouver Island) Inc. (« FEVI ») (anciennement Terasen Gas (Vancouver Island) Inc.) et FortisBC Energy (Whistler) Inc. (« FEWI ») (anciennement Terasen Gas (Whistler) Inc.).

FEI est la plus importante société de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique et sert environ 852 000 clients dans plus de 100 communautés. Les principales zones de service de FEI sont la région de Vancouver, la vallée du Fraser et les régions de Thompson, d'Okanagan, de Kootenay et de l'intérieur nord-centre de la Colombie-Britannique.

FEVI possède et exploite le gazoduc qui transporte du gaz naturel depuis la région de Vancouver à travers le détroit de Georgia jusqu'à l'île de Vancouver, en plus d'approvisionner plus de 102 000 clients sur l'île de Vancouver et le long de la Sunshine Coast (Colombie-Britannique).

FEWI 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 plus de 2 600 clients.

En plus de fournir des services de transport et de distribution à leur clientèle, les sociétés FortisBC Energy achètent du gaz naturel pour revente à 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 FEL, de l'Alberta.

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 499 000 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 Electric* : Comprend FortisBC Inc., entreprise de services publics d'électricité intégrée œuvrant dans l'intérieur méridional de la Colombie-Britannique, servant directement et indirectement environ 162 000 clients. FortisBC Inc. possède quatre centrales hydroélectriques dont la puissance combinée s'élève à 223 MW. La part attribuable à FortisBC Electric 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 entreprise de services publics intégrée et le principal distributeur d'électricité sur la partie insulaire de Terre-Neuve-et-Labrador, servant plus de 247 000 clients. 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 entreprise de services publics intégrée et le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard (« Î.-P.-É. »), servant plus de 75 000 clients. Maritime Electric possède aussi sur l'île des centrales d'une puissance combinée de 150 MW. FortisOntario fournit des services publics d'électricité intégrés à plus de 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 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., trois sociétés régionales de distribution d'électricité servant approximativement 38 000 clients.

Entreprises de services publics d'électricité réglementés dans les Caraïbes

- a. *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 environ 27 000 clients. La société possède une capacité de production au diesel installée de 151 MW. Fortis détient une participation lui conférant le contrôle d'environ 60 % (59 % au 31 décembre 2010) dans Caribbean Utilities. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (TSX : CUP.U).
- b. *Fortis Turks and Caicos* : Comprend FortisTCI Limited (auparavant 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 plus de 9 500 clients. La société possède une capacité de production combinée au diesel de 65 MW.
- c. *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. Fortis détenait une participation qui lui conférait le contrôle d'environ 70 % dans Belize Electricity jusqu'au 20 juin 2011. En date du 20 juin 2011, le gouvernement du Belize a exproprié l'investissement de la Société dans Belize Electricity. Du fait qu'elle ne contrôle plus les activités de l'entreprise, Fortis a cessé de comptabiliser les résultats financiers de Belize Electricity selon la méthode de consolidation, en date du 20 juin 2011. Pour plus de renseignements, se reporter aux rubriques intitulées « Tendances et risques principaux – Actifs expropriés » et « Gestion des risques d'affaires – Investissement au Belize » du présent rapport de gestion.

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 alimentée au gaz de 5 MW à Cornwall.

- 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 Corporation (« Newfoundland Hydro ») en vertu d'un contrat d'achat d'électricité (« CAE ») de 30 ans venant à échéance en 2033. En décembre 2008, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a exproprié les actifs hydroélectriques et les droits d'usage de l'eau de la société Exploits. Du fait qu'elle ne contrôle plus les flux de trésorerie et les activités de la société Exploits, Fortis a cessé de comptabiliser son placement dans la société Exploits selon la méthode de la consolidation, à compter de février 2009. Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Tendances et risques principaux – Actifs expropriés » 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, qui 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 de 51 % de la Société dans la centrale Expansion Waneta (« société Waneta »), CPC/CBT détenant les 49 % restants. La société Waneta a entrepris la construction, à la fin de 2010, de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta (« Expansion Waneta ») de 335 MW, située près du barrage Waneta et des installations 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 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 22 hôtels comptant 4 300 chambres en tout, 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 FortisBC Energy Holdings Inc. (« FHI ») (anciennement Terasen Inc.), 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 FHI, 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 FHI détient une participation de 30 %. Cette société offre des services de facturation et des services clients aux entreprises de services publics, aux municipalités et à certaines sociétés d'énergie. Les contrats entre CWLP et les sociétés FortisBC Energy ont pris fin le 31 décembre 2011. Les résultats financiers de CWLP étaient comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Les résultats financiers de FortisBC Alternative Energy Services Inc. (« FAES ») (anciennement Terasen Energy Services Inc.) sont aussi présentés dans le secteur Siège social et autres. FAES est une filiale en propriété exclusive non réglementée de FHI qui propose des solutions d'énergies renouvelables.

VISION ET STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

La Société, 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. Pour toutes ses activités, Fortis exerce une gestion prudente des ressources et livre un service de qualité pour optimiser la valeur pour les clients et les actionnaires. 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, fiable et rentable d'électricité aux clients, 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. Au cours des dix derniers exercices, le résultat par action ordinaire de Fortis s'est accru à un taux annuel composé de 6,9 %. Au cours des dix derniers exercices, Fortis a dégagé pour ses actionnaires un rendement total annualisé moyen d'environ 15 %, surpassant l'indice plafonné des services aux collectivités Standard and Poor's (« S&P »)/Toronto Stock Exchange (« TSX ») et l'indice composé S&P/TSX, dont le rendement annualisé moyen a été respectivement de 11 % et 7 % pour la même période.

L'expansion rentable continue des activités existantes demeure la priorité de la Société. La base tarifaire des services publics réglementés consolidée de mi-exercice de Fortis a progressé à un taux de croissance annuel composé de 6,6 % de 2007 à 2011. Fortis est également ouverte aux possibilités d'acquérir d'autres entreprises de services publics réglementés aux États-Unis et au Canada. L'acquisition des sociétés FortisBC Energy en mai 2007, qui a presque doublé la taille de l'actif de la Société à l'époque, a permis de procurer à Fortis une plateforme pour acquérir des entreprises de services publics réglementés de plus grande envergure. Bien que la Société n'ait pas fait d'acquisition d'entreprise de services publics en 2011 et en 2010, Fortis a participé à deux processus d'acquisition importants. En vertu des modalités

d'un accord de fusion conclu avec Central Vermont Public Service Corporation (« CVPS ») aux États-Unis, cette dernière a versé des frais de 17 millions \$ (17,5 millions \$ US) à Fortis en juillet 2011, en plus d'un montant de 1,9 million \$ (2,0 millions \$ US) pour le remboursement des dépenses, lorsque Fortis a mis fin à l'accord de fusion. L'incidence favorable sur le résultat net consolidé de la Société de 2011 s'est élevée à 11 millions \$, ou 0,06 \$ par action ordinaire. En 2010, Fortis a tenté d'acquérir une grande entreprise de services publics réglementés d'électricité, aussi aux États-Unis. Des frais de développement des affaires d'environ 4 millions \$ après impôts, ou 0,02 \$ par action ordinaire, ont été engagés en 2010 relativement à cette tentative d'acquisition.

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. Lorsqu'elle sera achevée au printemps 2015, l'Expansion Waneta de 335 MW devrait permettre d'accroître de 150 % le résultat net du secteur des activités non réglementées – Fortis Generation par rapport à 2011. Fortis Properties devrait aussi continuer de croître en taille et en rentabilité, offrant à la Société une souplesse en matière de planification financière et fiscale, ce qui n'est généralement pas le cas avec les entreprises de services publics au Canada compte tenu des contraintes réglementaires et d'intérêt public. En octobre 2011, Fortis Properties a fait l'acquisition de l'hôtel Hilton Suites Winnipeg Airport, qui offre des services complets et compte 160 chambres, pour un prix d'acquisition total au comptant d'environ 25 millions \$.

TENDANCES ET RISQUES PRINCIPAUX

Tendances générales du secteur de l'énergie : Les objectifs traditionnels visant à répondre à nos clients de façon sécuritaire, fiable et au coût raisonnable le plus bas possible occupent toujours une place prépondérante parmi les principaux facteurs influant sur le secteur de l'énergie. Les entreprises de services publics doivent aussi faire face à des facteurs comme les changements climatiques, des facteurs se rapportant à la sécurité, au développement de ressources de gaz naturel accrues comme source d'approvisionnement en énergie, au déploiement de plus en plus important de ressources énergétiques alternatives, ainsi que le désir grandissant de la clientèle de mieux contrôler son utilisation d'énergie afin de réduire les coûts et son empreinte environnementale.

D'après le Conference Board of Canada, le secteur canadien de l'électricité devrait investir environ 294 milliards \$ de 2010 à 2030 pour entretenir les actifs existants et répondre à la croissance du marché. L'investissement annuel moyen de près de 15 milliards \$ est plus élevé que celui de toute décennie antérieure. Les investissements dans la production au Canada devraient se rapprocher de 196 milliards \$ sur la période de 20 ans. Ces investissements visent le remplacement ou la réfection d'actifs à la fin de leur durée de vie utile et l'ajout de capacité supplémentaire. La majorité des projets proposés au Canada ont trait à des sources d'énergie renouvelable ou à faibles émissions. Au Canada, il devrait se réaliser des investissements liés au transport de 36 milliards \$ entre 2010 et 2030. Des investissements d'environ 62 milliards \$ dans la distribution sont aussi attendus sur cette période pour maintenir la qualité et la fiabilité des systèmes et pour croître afin de répondre à la demande en énergie.

Les trois principales tendances qui devraient influencer sur les coûts futurs du secteur de la distribution de l'énergie au Canada sont : i) les investissements nécessaires par suite de la hausse des niveaux de production distribuée, en fonction des technologies fondées sur des énergies renouvelables; ii) les investissements faits pour la mise en œuvre d'un réseau intelligent; et iii) l'évolution des besoins en électricité.

La production distribuée se rapporte aux actifs de production en aval des postes de transport et des postes de transformation importants. Le recours à l'énergie solaire et à l'énergie éolienne, qui sont les types de production distribuée les plus courants, exige de prévoir un approvisionnement en énergie variable et de développer des installations appropriées qui améliorent la capacité de prévoir la quantité d'électricité qui ira dans chaque direction et le moment où cela se produit.

À ce jour, les projets de réseau intelligent ont plutôt été axés sur les clients du commerce de détail. L'Ontario a installé des compteurs intelligents pour l'ensemble des clients du secteur résidentiel et des petits clients du secteur commercial, et les autres provinces lui ont emboîté le pas, y compris l'Alberta, où FortisAlberta a réalisé l'installation de compteurs intelligents dans sa zone de service en 2011. L'intérêt croissant porté à la production distribuée et à la petite production renouvelable en aval du réseau de transport fera probablement changer la façon dont le réseau est exploité et nécessitera des investissements. Dans plusieurs territoires, des compteurs à tarifs multiples sont mis en place et des tarifs horaires sont en cours d'élaboration. Les principaux facteurs de mise en œuvre de la technologie de réseau intelligent comprennent la nécessité de gérer un grand volume de données provenant des compteurs tout en s'assurant que ces derniers sont sécuritaires et que les clients ont accès à des données en temps réel afin de gérer leur consommation d'énergie.

D'autres tendances pourraient également modifier les besoins d'investissements futurs dans la distribution. À mesure que les consommateurs deviennent plus conscients de leurs besoins en énergie et qu'évaluent leurs décisions en matière de consommation d'énergie, les services publics devront ajuster leurs investissements dans la distribution en conséquence. L'utilisation de véhicules électriques, notamment, modifiera le profil de consommation énergétique aux points de recharge, ce qui nécessitera des investissements de la part des services publics pour répondre aux besoins accrus en électricité.

Gaz naturel : L'estimation totale des ressources de gaz naturel présentes en Amérique du Nord a fortement augmenté au cours de la dernière décennie. L'augmentation des ressources gazières tient principalement aux découvertes de gaz naturel réalisées à la fois dans les champs classiques et non classiques. La mise en valeur du gaz de schiste demeure la principale source de gaz naturel en Amérique du Nord. L'émergence du gaz de schiste s'explique par les avancées technologiques appliquées aux techniques de forage et de production, qui permettent aux producteurs de dégager des volumes de gaz beaucoup plus importants à moindre coût. Le contexte actuel de faibles prix du gaz naturel et l'abondance des réserves de gaz de schiste devraient permettre de maintenir la concurrence du gaz naturel par rapport aux sources d'énergies alternatives en Amérique du Nord.

En février 2012, le gouvernement de la Colombie-Britannique a publié sa nouvelle stratégie à l'égard du gaz naturel. La stratégie permet l'expansion de la production de gaz naturel liquéfié (« GNL ») en Colombie-Britannique. Elle reconnaît le rôle de l'industrie gazière en tant que solution mondiale aux changements climatiques et vise à positionner la Colombie-Britannique à titre de leader mondial de l'investissement dans le gaz naturel, et de la mise en valeur et de l'exportation de gaz naturel. La stratégie est notamment axée sur la promotion du gaz naturel comme carburant dans le secteur du transport et comporte un programme visant à réduire les émissions en favorisant les véhicules utilitaires lourds roulant au gaz naturel. Cette stratégie devrait favoriser le débit gazier des sociétés FortisBC Energy.

Les investissements dans la collecte d'huile de schiste et de gaz de schiste en Alberta devraient se poursuivre, ce qui devrait favoriser les ventes d'énergie et la croissance de la base tarifaire dans le territoire de service de FortisAlberta.

En fin de compte, la réussite de la mise en valeur non conventionnelle du gaz naturel en Amérique du Nord repose sur l'interaction de la technologie, des coûts, des avantages environnementaux et des prix du marché du gaz naturel et d'autres produits et services énergétiques.

Émissions de gaz à effet de serre : Les lois adoptées et envisagées par les gouvernements, 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 est responsable d'environ 2 % des émissions de GES de la planète, selon le bulletin Energy Infrastructure Outlook d'avril 2011 de Scotia Capital. Le Canada possède l'un des réseaux d'électricité les plus propres du monde, les trois quarts de son offre d'énergie étant produite sans émissions de GES. En 2009, le secteur de l'électricité au Canada était responsable de 14 % des émissions de GES du pays selon le Rapport d'inventaire national 1990–2009 d'Environnement Canada. L'incidence pour Fortis des mesures législatives sur les émissions de GES sera importante surtout pour les activités gazières de FortisBC puisqu'elles concernent 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 Electric, environ 70 % de celle de Newfoundland Power et la majeure partie de la capacité de production non réglementée de la Société sont 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 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 devraient être celles dont la croissance sera la plus rapide dans l'avenir. 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.

L'Expansion Waneta de 335 MW sera un exemple de source d'énergie renouvelable propre à sa mise en service au printemps 2015.

FEI est l'une des premières entreprises de services publics au Canada à inclure des sources d'énergies alternatives dans ses offres de services énergétiques réglementés. Par exemple, FEI a récemment reçu de la British Columbia Utilities Commission (« 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 prenant fin en 2012. L'équivalent de 10 % des besoins en gaz naturel de la clientèle seront comblés grâce à des projets d'énergies alternatives locaux faisant appel au réseau de distribution. Dans le cadre de ce programme, FEI a reçu l'approbation de mettre en œuvre deux projets consistant à raffiner le biogaz pour le convertir en biométhane pour ensuite l'injecter dans le réseau de distribution de FEI. Un des systèmes est fonctionnel et injecte du gaz dans le réseau de distribution de FEI depuis septembre 2010, tandis que l'autre sera fonctionnel d'ici la fin de 2012. 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 pour ralentir les changements climatiques, décrits plus loin à la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Risques environnementaux » du présent rapport de gestion.

La loi sur l'énergie renouvelable (*Renewable Energy Act*) de l'Î.-P.-É. exigeait que Maritime Electric réalise 15 % de ses ventes d'énergie annuelles à partir de sources d'énergie renouvelable dès 2010, ce que la Société a respecté en 2010 et en 2011. Avec l'accord énergétique de l'Î.-P.-É. 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 renouvelable, 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 s'est achevée en janvier 2012, est achetée par le gouvernement de l'Î.-P.-É., puis vendue à Maritime Electric.

RCP autorisés : Le tableau qui suit fait état des tendances caractérisant les RCP autorisés pour chacune des quatre principales entreprises de services publics réglementés de la Société.

RCP autorisés approuvés par les organismes de réglementation

(%)	2008	2009	2010	2011	2012
FEI	8,62	8,47/9,50	9,50	9,50	9,50 ¹⁾
FortisAlberta	8,75	9,00	9,00	8,75	8,75
FortisBC Electric	9,02	8,87	9,90	9,90	9,90 ¹⁾
Newfoundland Power	8,95	8,95	9,00	8,38	8,38 ²⁾

¹⁾ Maintenus, en attendant les conclusions de l'instance générale relative au coût du capital annoncée par l'organisme de réglementation qui commencera en mars 2012.

²⁾ RCP provisoire, en attendant l'issue de la révision du coût en capital prévue en 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 des obligations du Canada à long terme ont chuté, les mécanismes de rajustement automatique du RCP ont 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. 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 entreprises de services publics de distribution de gaz et d'électricité de FortisBC, et à la suspension du mécanisme pour FortisAlberta. La suspension du mécanisme de rajustement automatique a été maintenue en 2011 et en 2012 en Alberta, l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») ayant établi le RCP à 8,75 % pour ces années. En novembre 2011, la BCUC a émis à l'ensemble des entreprises de services publics réglementés de Colombie-Britannique un préavis de son intention d'entamer une instance générale sur le coût du capital. L'instance qui débutera en mars 2012, permettra notamment d'examiner le coût du capital et d'établir si la remise en place d'un mécanisme de rajustement automatique du RCP est justifiée. Un tel mécanisme était en vigueur à Newfoundland Power pour 2011. En décembre 2011, l'organisme de réglementation a acquiescé à une demande déposée par Newfoundland Power sollicitant la suspension de l'application du mécanisme d'ajustement automatique du RCP pour 2012 et la révision du coût du capital pour 2012.

Il règne une incertitude quant à la durée du contexte actuel de faibles taux d'intérêt et à l'incidence que cela pourrait avoir sur les RCP autorisés des entreprises de services publics réglementés de la Société.

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. 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, à l'exception de la décision réglementaire relative aux tarifs reçue par Belize Electricity en juin 2008. Cette décision a éventuellement mené à l'expropriation de l'investissement de la Société dans Belize Electricity par le gouvernement du Belize en juin 2011. Pour une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant aux entreprises de services publics réglementés de la Société, voir la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » du présent rapport de gestion.

Actifs expropriés : Le 20 juin 2011, le gouvernement du Belize a adopté des dispositions législatives menant à l'expropriation de l'investissement de la Société dans Belize Electricity. Du fait qu'elle ne contrôle plus les activités de Belize Electricity, la Société a cessé de comptabiliser les résultats financiers de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation, en date du 20 juin 2011, et a classé la valeur comptable de son investissement antérieur dans l'entreprise dans les autres actifs à long terme dans le bilan consolidé. Au 31 décembre 2011, cet autre actif à long terme, y compris les effets de change, s'élevait à 106 millions \$.

En octobre 2011, Fortis a intenté une action auprès de la Cour suprême du Belize pour contester la légalité de l'expropriation de l'investissement de la Société dans Belize Electricity. Fortis a commandé une évaluation indépendante de son investissement exproprié dans Belize Electricity et a soumis sa demande de dédommagement au gouvernement du Belize en novembre 2011.

De son côté, le gouvernement du Belize a commandé une évaluation indépendante de Belize Electricity et a communiqué les résultats de cette évaluation dans sa réponse à la demande de dédommagement de la Société. La juste valeur de Belize Electricity établie selon l'évaluation du gouvernement du Belize est bien inférieure à la juste valeur établie selon l'évaluation de la Société. Dans le cadre de son action pour contester l'expropriation, Fortis évalue d'autres options afin d'obtenir du gouvernement du Belize une juste indemnisation.

Fortis continue de contrôler et de consolider les états financiers de BECOL. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique intitulée « Gestion des risques d'affaires – Investissement au Belize » du présent rapport de gestion.

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.

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 50 ans. Au 31 décembre 2011, environ 80 % de la dette à long terme consolidée de la Société et de ses obligations liées aux contrats de location-acquisition, excluant les emprunts effectués sur les facilités de crédit confirmées à long terme, avaient 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 2,2 milliards \$, dont quelque 1,9 milliard \$ étaient inutilisés au 31 décembre 2011. 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 2012.

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 2011, les actifs de services publics réglementés représentaient 91 % du total de l'actif (92 % au 31 décembre 2010) et les actifs de services publics réglementés dans l'Ouest canadien correspondaient à 77 % de l'actif réglementaire total (76 % au 31 décembre 2010). La croissance interne des bénéfices des entreprises de services publics réglementés de la Société dans l'Ouest du Canada découle de la croissance de la base tarifaire de FortisAlberta et de FortisBC Electric. Depuis l'acquisition de ces deux sociétés en mai 2004, leur base tarifaire combinée s'est accrue de 155 %.

Hausses du dividende : Le dividende par action ordinaire a été porté à 1,16 \$ en 2011. Fortis a haussé son dividende trimestriel par action ordinaire pour le porter à 30 cents, à compter du dividende du premier trimestre versé en 2012. L'augmentation de 3,4 % du dividende trimestriel par action ordinaire donne lieu à un dividende annualisé de 1,20 \$ pour 2012 et porte à 39 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 devrait soutenir la croissance continue des bénéficiaires et des dividendes.

Contexte d'exploitation dans les Caraïbes : Les actifs réglementaires dans les Caraïbes représentaient 7 % du total des actifs réglementés de la Société, au 31 décembre 2011 (8 % au 31 décembre 2010). En général, le RCP atteint par les entreprises de services publics d'électricité dans les Caraïbes est plus élevé que le RCP atteint par les entreprises de services publics d'électricité au Canada. Le rendement plus élevé est corrélé aux risques d'exploitation plus élevés liés à des facteurs économiques et politiques locaux, ainsi qu'aux conditions climatiques locales, notamment le risque élevé 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.

Bien qu'il soit tout de même plus élevé que celui qui est atteint par les entreprises de services publics réglementés au Canada, le RCP autorisé des entreprises de services publics des Caraïbes a diminué depuis 2008 compte tenu de la négociation de nouvelles licences par l'entreprise de services publics, et le RCP atteint par Fortis Turks and Caicos a été beaucoup moins élevé que celui qui était autorisé en vertu de sa licence en raison des investissements en capital importants réalisés au cours des dernières années sans que les tarifs de base de l'électricité imposés à la clientèle ne subissent de hausse correspondante.

Avant la récession mondiale ayant débuté à la fin de 2008, les zones de service de la Société dans les Caraïbes avaient connu une forte croissance économique. Cependant, la récession mondiale a nui à la conjoncture économique locale, ce qui, par ricochet, a eu une incidence défavorable sur la croissance des ventes d'électricité à partir de 2009, et cette situation devrait se poursuivre.

Intégration des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric : 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. Les entreprises de distribution de gaz et d'électricité de FortisBC sont présentement dirigées par un seul chef de la direction et une seule équipe de haute direction, sous la surveillance d'un seul conseil d'administration. Cette approche assure une orientation et une stratégie intégrées pour la livraison d'énergie aux clients. En 2012, FortisBC poursuivra ses efforts d'intégration des entreprises de distribution de gaz et d'électricité.

Transition aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis : Fortis adoptera les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des É.-U. »), au lieu des Normes internationales d'information financière (« IFRS »), à compter du 1^{er} janvier 2012. Les PCGR des É.-U. permettront à la Société de présenter ses résultats financiers de la manière la plus utile et la plus pertinente. La décision d'adopter les PCGR des É.-U. est conforme à celle prise par bon nombre de sociétés ouvertes ou sociétés d'État canadiennes de services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité. La dispense de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (« CVMO ») et les approbations des prêteurs ont été obtenues comme requis par Fortis et ses filiales émettrices assujetties, ce qui permet à la Société d'utiliser les PCGR des É.-U. aux fins de la présentation de son information financière à compter de 2012. Fortis ne prévoit pas que la transition aux PCGR des É.-U. aura une incidence importante sur ses résultats consolidés et son résultat par action ordinaire de 2012; cependant, des hausses importantes des actifs, des passifs et des capitaux propres consolidés sont attendues, surtout en raison des différences par rapport aux PCGR du Canada dans le traitement comptable des régimes de retraite et des contrats de location-acquisition et dans le classement des actions privilégiées de la Société.

Pour plus de renseignements sur la transition de la Société aux PCGR des É.-U., se reporter aux rubriques « Gestion des risques d'affaires – Transition à de nouvelles normes comptables » et « Modifications comptables futures » du présent rapport de gestion.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS

Pour les exercices clos les 31 décembre	2011	2010	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	318	285	33
Résultat de base par action ordinaire (\$)	1,75	1,65	0,10
Résultat dilué par action ordinaire (\$)	1,74	1,62	0,12
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	181,6	172,9	8,7
Flux de trésorerie d'exploitation (en millions \$)	904	732	172
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	1,16	1,12	0,04
Ratio de distribution des dividendes (%)	66,3	67,9	(1,6)
Rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuable aux actionnaires ordinaires (%)	8,9	8,8	0,1
Total de l'actif (en millions \$)	13 562	12 909	653
Dépenses en immobilisations brutes (en millions \$)	1 174	1 073	101
Placement d'actions ordinaires (en millions \$)	341	–	341
Placement d'actions privilégiées (en millions \$)	–	250	(250)
Dettes à long terme (en millions \$)	347	525	(178)

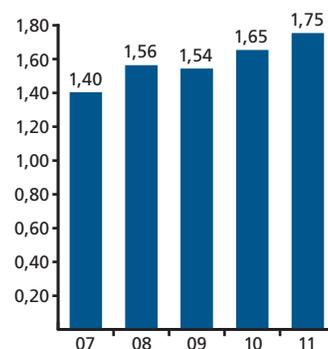
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires : Fortis a réalisé un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 318 millions \$ en 2011, en hausse de 33 millions \$ par rapport à 285 millions \$ en 2010. La hausse du bénéfice tient aux frais de 11 millions \$ après impôts payés à Fortis par suite de la résiliation de l'accord de fusion conclu avec CVPS, et aux bénéfices plus élevés des entreprises de services publics réglementés canadiennes de la Société attribuables à ce qui suit : i) la croissance de la base tarifaire, particulièrement pour les entreprises de services publics réglementés de l'Ouest canadien; ii) les impôts sur les bénéfices, les frais financiers et la dotation aux amortissements moins élevés que prévu, et la hausse des volumes de gaz transportés vers les secteurs forestiers et miniers par les sociétés FortisBC Energy, en partie contrebalancés par les ajouts de clients moins élevés que prévu pour ces sociétés; iii) la hausse de la provision capitalisée pour les fonds utilisés pendant la construction de FortisAlberta, ainsi que la croissance de la clientèle et des livraisons d'énergie, le rendement sur les investissements supplémentaires dans les compteurs automatisés, approuvé par l'organisme de réglementation, et un gain d'environ 1 million \$ sur la vente de propriétés, partiellement contrebalancés par l'incidence de la baisse du RCP autorisé pour 2011 pour l'entreprise de services publics; iv) le coût réduit de l'électricité achetée et la hausse des ventes d'électricité de FortisBC Electric, partiellement contrebalancés par la baisse de la provision capitalisée pour les fonds utilisés pendant la construction pour l'entreprise de services publics; v) la hausse du RCP autorisé pour Algoma Power; et vi) la baisse des frais de développement des affaires et des frais financiers de la Société. Les hausses ci-dessus ont partiellement été contrebalancées par ce qui suit : i) la baisse des bénéfices des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes, compte tenu de l'expropriation de Belize Electricity en juin 2011, jumelée à la baisse des bénéfices de Fortis Turks and Caicos en raison de l'augmentation des charges d'exploitation et de la dotation aux amortissements, en partie compensées par la baisse des coûts de l'approvisionnement énergétique en 2011; ii) la baisse du bénéfice de Fortis Properties qui reflète la hausse des impôts sur les bénéfices et la baisse du taux d'occupation des hôtels dans l'Ouest canadien; iii) la diminution du bénéfice provenant des activités de production hydroélectrique non réglementées, surtout attribuable à la baisse de la production au Belize en raison de la baisse des précipitations, et à la baisse générale des intérêts créditeurs; iv) la diminution du bénéfice de Newfoundland Power, surtout en raison de la baisse du RCP autorisé pour 2011, la diminution de la contribution au bénéfice liée aux nouveaux arrangements relatifs aux poteaux à utilisation conjointe visés par les structures de soutènement conclus avec Bell Aliant Inc. (« Bell Aliant ») en 2011 et l'augmentation des charges d'exploitation, en partie compensées par la diminution des coûts de l'approvisionnement énergétique en 2011 et l'augmentation des ventes d'électricité; et v) un effet de change défavorable d'environ 1 million \$ lié à la conversion de bénéfices libellés en monnaie étrangère, attribuable à l'affaiblissement du dollar américain en regard du dollar canadien par rapport à l'exercice précédent.

Résultat de base par action ordinaire : Le résultat de base par action ordinaire a été de 1,75 \$ en 2011, contre 1,65 \$ en 2010. L'augmentation tient à l'amélioration du rendement, en partie compensée par l'incidence de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation amenée par le placement d'actions ordinaires et l'émission d'actions ordinaires effectuée dans le cadre des régimes de réinvestissement des dividendes et d'options sur actions de la Société en 2011.

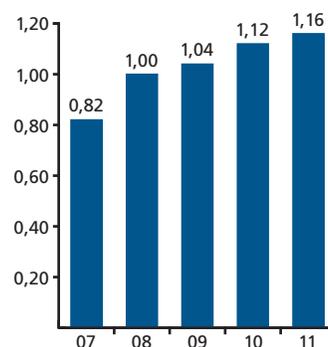
Flux de trésorerie d'exploitation : Les flux de trésorerie d'exploitation, après les ajustements du fonds de roulement, ont atteint 904 millions \$ pour 2011, en hausse de 172 millions \$ par rapport à 732 millions \$ en 2010. L'augmentation se rapporte surtout aux variations favorables du fonds de roulement, principalement attribuables aux débiteurs, aux créditeurs et aux stocks, des sociétés FortisBC Energy et FortisAlberta en particulier, ainsi qu'à l'augmentation des bénéfices.

Dividendes : Les dividendes versés par action ordinaire ont été majorés de 3,6 %, passant de 1,12 \$ en 2010 à 1,16 \$ en 2011. Fortis a augmenté son dividende trimestriel par action ordinaire de 3,4 %, qui est passé de 29 cents à 30 cents, à compter du dividende du premier trimestre versé le 1^{er} mars 2012. Le ratio dividendes/bénéfice de la Société a atteint 66,3 % en 2011, comparativement à 67,9 % en 2010.

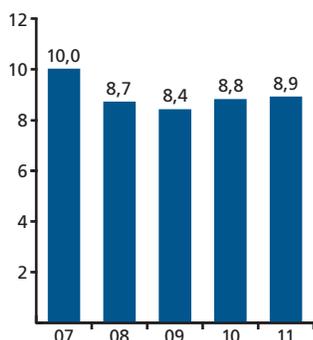
Résultat de base par action ordinaire (\$)



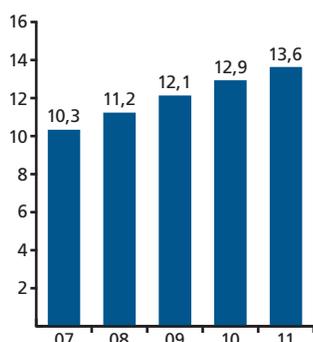
Dividendes versés par action ordinaire (\$)



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



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 8,9 % en 2011, comparativement à 8,8 % en 2010. L'augmentation tient principalement à la hausse du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, en partie contrebalancée par l'augmentation du nombre d'actions ordinaires.

Total de l'actif : Le total de l'actif a augmenté de 5 % pour s'établir à environ 13,6 milliards \$ à la fin de 2011, contre environ 12,9 milliards \$ à la fin de 2010. La hausse reflète les investissements soutenus de la Société dans des systèmes énergétiques réglementés, principalement dans le cadre des programmes de dépenses en immobilisations des sociétés FortisBC Energy, de FortisAlberta et de FortisBC Electric, la poursuite des travaux de construction de la centrale non réglementée Expansion Waneta en Colombie-Britannique, et l'effet de change favorable lié à la conversion des actifs libellés en monnaie étrangère. L'augmentation a en partie été contrebalancée par l'incidence de l'expropriation de Belize Electricity et l'arrêt consécutif de la comptabilisation des résultats de l'entreprise de services publics selon la méthode de la consolidation à partir du 20 juin 2011.

Dépenses en immobilisations brutes : Pour 2011, les dépenses en immobilisations consolidées, avant les contributions de la clientèle (« dépenses en immobilisations brutes »), se sont élevées à 1 174 millions \$, en hausse de 101 millions \$ par rapport à 1 073 millions \$ en 2010. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés de l'Ouest canadien ont totalisé quelque 771 millions \$, ce qui représente environ 66 % 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 2011 comprennent l'achèvement de l'installation de stockage de GNL par FEVI, le projet de renforcement de la ligne de transport de l'Okanagan par FortisBC Electric et le projet de compteurs automatisés de FortisAlberta. La mise en œuvre du projet d'amélioration du service à la clientèle de FEI s'est poursuivie en 2011 et le nouveau système est entré en service en janvier 2012. La construction de la centrale non réglementée Expansion Waneta, qui a débuté à la fin de 2010, et le programme de gestion des poteaux de FortisAlberta se sont aussi poursuivis en 2011. Pour plus de renseignements sur le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société pour 2011 et 2012, se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

Capital à long terme : En 2011, Fortis et ses entreprises de services publics réglementés ont mobilisé des capitaux à long terme totalisant 688 millions \$. Vers le milieu de 2011, Fortis a émis environ 10,3 millions d'actions ordinaires pour 341 millions \$, dont le produit net a servi au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit et au financement des injections de capitaux propres dans les entreprises de services publics réglementés dans l'Ouest canadien et dans la centrale non réglementée Expansion Waneta, pour soutenir les investissements dans les infrastructures et pour les besoins généraux de la Société. La dette à long terme totale mobilisée en 2011 s'est élevée à 347 millions \$ et était composée de ce qui suit : i) FortisAlberta a émis des débetures non garanties à 4,54 %, 30 ans, d'un capital de 125 millions \$; ii) Caribbean Utilities a émis des billets non garantis d'un capital de 40 millions \$ US pour des échéances de 15 ans et de 20 ans à des taux de 4,85 % et de 5,10 %; iii) FEI a émis des débetures non garanties à 4,25 %, 30 ans, d'un capital de 100 millions \$; iv) Maritime Electric a émis des obligations hypothécaires de premier rang, à 4,915 %, 50 ans, d'un capital de 30 millions \$; et v) FortisOntario a émis des billets non garantis à 5,118 %, 30 ans, d'un capital de 52 millions \$. De façon générale, le produit des émissions de titres d'emprunt a servi au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit souscrits pour financer les dépenses en immobilisations et soutenir les nouvelles dépenses en immobilisations, et pour les besoins généraux de la Société. Dans le cas de FortisOntario, le produit de l'émission de titres d'emprunt a été utilisé pour rembourser un prêt intersociétés accordé par Fortis, qui avait été conclu pour soutenir l'acquisition d'Algoma Power en 2009.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS

Les résultats consolidés de la Société pour 2011 et 2010 sont présentés ci-dessous, de même qu'une discussion sur la nature des écarts d'un exercice à l'autre.

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2011	2010	Écart
Produits d'exploitation	3 747	3 657	90
Coûts de l'approvisionnement énergétique	1 697	1 686	11
Charges d'exploitation	865	822	43
Amortissement	419	410	9
Autres revenus (charges), montant net	40	13	27
Frais financiers	370	362	8
Impôts sur les bénéfices des sociétés	80	67	13
Bénéfice net	356	323	33
Bénéfice net attribuable aux :			
Participations ne donnant pas le contrôle	9	10	(1)
Actionnaires privilégiés	29	28	1
Actionnaires ordinaires	318	285	33
Bénéfice net	356	323	33

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

Favorables

- Augmentation des tarifs de livraison de gaz et de la composante tarifs de base des tarifs d'électricité de la part des entreprises de services publics réglementés de la Société au Canada, en accord avec les décisions des instances tarifaires, reflétant l'investissement soutenu dans l'infrastructure énergétique, la hausse prévue des charges autorisées par les organismes de réglementation pouvant être recouvrées auprès de la clientèle et une augmentation du RCP autorisé d'Algoma Power
- Transfert dans les tarifs d'électricité facturés à la clientèle de la hausse des coûts de l'approvisionnement énergétique pour Caribbean Utilities
- Croissance du nombre de clients, principalement à FortisAlberta
- Hausse des ventes de gaz
- Hausse des ventes d'électricité pour les entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada
- Comptabilisation par FortisAlberta de 3,5 millions \$ de produits à recevoir en 2011 se rapportant surtout au cumul pour 2010 et 2011 du rendement autorisé et du recouvrement d'amortissement sur les 22 millions \$ additionnels de dépenses en immobilisations liées au projet des compteurs automatisés, dont l'inclusion dans la base tarifaire est approuvée par l'organisme de réglementation

Défavorables

- Expropriation de Belize Electricity et arrêt consécutif de la comptabilisation des résultats de cette entreprise de services publics selon la méthode de la consolidation, à compter du 20 juin 2011
- Baisse du coût du gaz naturel facturé à la clientèle
- Effet de change défavorable d'environ 15 millions \$ lié à la conversion de produits libellés en monnaie étrangère, attribuable à l'affaiblissement du dollar américain en regard du dollar canadien par rapport à l'exercice précédent
- Réduction des produits tirés des tarifs comptabilisés par FortisAlberta au cours du quatrième trimestre de 2011, reflétant l'incidence cumulative, à compter du 1^{er} janvier 2011, de la baisse du RCP autorisé pour 2011
- Diminution des produits d'exploitation tirés des poteaux à utilisation conjointe de Newfoundland Power, attribuable aux nouveaux arrangements relatifs aux structures de soutien conclus avec Bell Aliant en 2011
- Redressements plus élevés au titre des incitatifs selon la tarification axée sur le rendement (TAR) à rembourser aux clients par FortisBC Electric

Facteurs contribuant à l'écart dans les coûts de l'approvisionnement énergétique

Défavorables

- Augmentation des coûts du combustible pour Caribbean Utilities
- Hausse des ventes de gaz
- Hausse des ventes d'électricité pour les entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada

Favorables

- Baisse du coût du gaz naturel
- Expropriation de Belize Electricity et arrêt consécutif de la comptabilisation des résultats de cette entreprise de services publics selon la méthode de la consolidation, à compter du 20 juin 2011
- Baisse des coûts d'achat d'électricité pour FortisBC Electric
- Effet de change favorable d'environ 8 millions \$ lié à la conversion de monnaies étrangères

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

Défavorables

- Hausse des charges d'exploitation des sociétés FortisBC Energy, en raison principalement de l'augmentation des salaires, des coûts des avantages sociaux et des coûts d'enlèvement d'actifs, partiellement contrebalancée par la baisse des honoraires d'entrepreneurs et de consultants, et les économies de coûts de main-d'œuvre dues aux modifications des niveaux de personnel
- Reprise, approuvée par l'organisme de réglementation, au troisième trimestre de 2010 pour les sociétés FortisBC Energy, d'un montant de 5 millions \$ (4 millions \$ après impôts) du dépassement de coûts de projet qui avait auparavant été passé en charges en 2009 relativement à la conversion, du propane au gaz naturel, des appareils de la clientèle de Whistler
- Hausse des charges d'exploitation de Newfoundland Power, principalement attribuable à la modification de traitement comptable approuvée par l'organisme de réglementation pour les coûts des régimes d'avantages complémentaires de retraite, à l'augmentation des salaires et à la hausse générale des coûts attribuable à l'inflation, à l'augmentation des frais de fidélisation liés aux programmes de rabais offerts aux clients et à la hausse des charges liées au personnel
- Hausse des charges d'exploitation de FortisBC Electric, résultant principalement de l'augmentation des coûts de gestion de la végétation, de la hausse des salaires et des coûts attribuable à l'inflation, et de la hausse des impôts fonciers

Favorables

- Expropriation de Belize Electricity et arrêt consécutif de la comptabilisation des résultats de cette entreprise de services publics selon la méthode de la consolidation, à compter du 20 juin 2011
- Charges d'exploitation d'environ 2 millions \$ engagées au cours du troisième trimestre de 2010 à Newfoundland Power en raison de l'ouragan Igor
- Hausse des coûts indirects capitalisés, principalement pour les sociétés FortisBC Energy, FortisBC Electric et Newfoundland Power
- Effet de change favorable d'environ 2 millions \$ lié à la conversion de monnaies étrangères

Facteurs contribuant à l'écart dans la dotation aux amortissements

Défavorable

- Investissement soutenu dans l'infrastructure énergétique et les biens productifs

Favorables

- Diminution de la dotation aux amortissements aux sociétés FortisBC Energy en 2011, en raison surtout de la mise au rancart de certains actifs généraux des centrales à la fin de 2010 et de l'amortissement en 2011 d'un compte de report réglementaire
- Augmentation de la dotation aux amortissements approuvée par l'organisme de réglementation à Newfoundland Power en 2010, du fait de rajustements d'environ 4 millions \$ par suite d'une étude sur l'amortissement
- Expropriation de Belize Electricity et arrêt consécutif de la comptabilisation des résultats de cette entreprise de services publics selon la méthode de la consolidation, à compter du 20 juin 2011
- Effet de change favorable d'environ 1,5 million \$ lié à la conversion de monnaies étrangères

Facteurs contribuant à l'écart dans les autres revenus (charges)

Favorables

- Frais de 17 millions \$ (17,5 millions \$ US) payés à Fortis en juillet 2011 à la suite de la résiliation de l'accord de fusion avec la CVPS
- Baisse des coûts de développement des affaires, en raison des dépenses de 6 millions \$ engagées au premier semestre de 2010
- Gain de change net de 1 million \$ associé à l'investissement antérieur dans Belize Electricity, qui était couvert

Facteurs contribuant à l'écart dans les frais financiers

Défavorable

- Hausse de l'endettement à long terme à l'appui des programmes de dépenses en immobilisations des entreprises de services publics

Favorables

- Refinancement à des taux moindres de la dette du siège social venant à échéance
- Hausse de la provision capitalisée pour les fonds utilisés pendant la construction, principalement à FortisAlberta, partiellement contrebalancée par la baisse de la provision capitalisée pour les fonds utilisés pendant la construction à FortisBC Electric
- Expropriation de Belize Electricity et arrêt consécutif de la comptabilisation des résultats de cette entreprise de services publics selon la méthode de la consolidation, à compter du 20 juin 2011

Facteurs contribuant à l'écart dans les impôts sur les bénéfices des sociétés

Défavorables

- Hausse du bénéfice avant impôts dans les territoires où les bénéfices sont assujettis à l'impôt
- Déductions aux fins fiscales moins élevées que les déductions aux fins comptables

Favorable

- Baisse des taux d'impôt prévus par la loi

RÉSULTATS D'EXPLOITATION SECTORIELS

Bénéfice net sectoriel attribuable aux actionnaires ordinaires

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2011	2010	Écart
Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada			
Sociétés FortisBC Energy	139	130	9
Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada			
FortisAlberta	75	68	7
FortisBC Electric	48	42	6
Newfoundland Power	34	35	(1)
Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	22	19	3
	179	164	15
Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	20	23	(3)
Activités non réglementées – Fortis Generation	18	20	(2)
Activités non réglementées – Fortis Properties	23	26	(3)
Siège social et autres	(61)	(78)	17
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	318	285	33

L'analyse des résultats financiers des secteurs isolables de la Société se présente comme suit : Une analyse de la nature de la réglementation et des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant aux entreprises de services publics réglementés de la Société est présentée à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » du présent rapport de gestion. Une analyse du programme d'investissement consolidé de la Société et une répartition sectorielle des dépenses en immobilisations brutes, réelles pour 2011 et prévues pour 2012, sont présentées à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

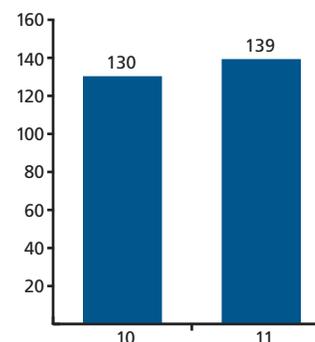
ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS

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 2011 représentent environ 89 % (87 % en 2010) 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 91 % du total de l'actif de la Société au 31 décembre 2011 (92 % au 31 décembre 2010).

Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada a atteint 139 millions \$ en 2011 (130 millions \$ en 2010), soit environ 41 % (41 % en 2010) 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 5,3 milliards \$ au 31 décembre 2011 (5,2 milliards \$ au 31 décembre 2010), ce qui représentait environ 43 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2011 (44 % au 31 décembre 2010).

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



Sociétés FortisBC Energy

Volumes de gaz par principale catégorie de clientèle

Exercices clos les 31 décembre

(TJ)

	2011	2010	Écart
Clients de base – secteurs résidentiel et commercial	128 161	113 635	14 526
Clients du secteur industriel	5 544	5 259	285
Total des volumes de ventes	133 705	118 894	14 811
Volumes transportés	67 813	60 363	7 450
Débit aux termes de contrats à revenu fixe	1 237	13 765	(12 528)
Total des volumes de gaz	202 755	193 022	9 733

Facteurs contribuant à l'écart dans les volumes de gaz

Favorables

- Hausse de la consommation moyenne des clients des secteurs résidentiel et commercial en raison des températures moins élevées
- Augmentation des volumes transportés en raison de l'amélioration de la conjoncture économique, ce qui a une incidence favorable sur les secteurs forestier et minier

Défavorable

- Baisse des volumes aux termes des contrats à revenu fixe, essentiellement en raison de la hausse des précipitations, de sorte qu'il a été plus rentable pour un client important de ne pas utiliser sa centrale alimentée au gaz naturel pendant de longues périodes au cours de 2011

Rapport de gestion

Les ajouts nets de clients se sont établis à 7 450 pour 2011 par rapport à 9 393 pour 2010. Les ajouts nets de clients ont reculé par rapport à l'exercice précédent en raison d'une baisse d'activité dans le secteur de la construction.

Les sociétés FortisBC Energy gagnent environ la même marge, que les contrats clients visent l'achat et la livraison de gaz naturel ou qu'ils ne visent que la livraison de gaz naturel. Du fait des mécanismes de report approuvés par l'organisme de réglementation, les variations des niveaux de consommation et du coût du gaz naturel par rapport aux prévisions utilisées pour établir les tarifs du gaz naturel imposés aux clients des secteurs résidentiel et commercial n'ont pas une incidence importante sur le bénéfice.

Le caractère saisonnier a une incidence importante sur le bénéfice des sociétés FortisBC Energy, étant donné qu'une grande partie du gaz distribué est utilisée pour le chauffage. Les sociétés FortisBC Energy génèrent la majeure partie de leur bénéfice annuel au cours du premier et du quatrième trimestres.

Sociétés FortisBC Energy

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2011	2010	Écart
Produits d'exploitation	1 568	1 546	22
Bénéfice	139	130	9

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

Favorables

- Accroissement de la composante livraison des tarifs facturés à la clientèle, occasionné essentiellement par les investissements soutenus dans l'infrastructure énergétique et la révision à la hausse des charges d'exploitation approuvées par l'organisme de réglementation recouvrables auprès des clients
- Augmentation de la consommation moyenne de gaz par les clients des secteurs résidentiel et commercial
- Augmentation des volumes de gaz transportés vers les secteurs forestier et minier

Défavorables

- Baisse du coût du gaz naturel facturé à la clientèle
- Ajouts de clients moins élevés que prévu

Facteurs contribuant à l'écart dans le bénéfice

Favorables

- Croissance de la base tarifaire en raison des investissements soutenus dans l'infrastructure énergétique
- Montant moins élevé que prévu des impôts sur les bénéfices, des frais financiers et de la dotation aux amortissements en 2011
- Augmentation des volumes de gaz transportés vers les secteurs forestier et minier

Défavorables

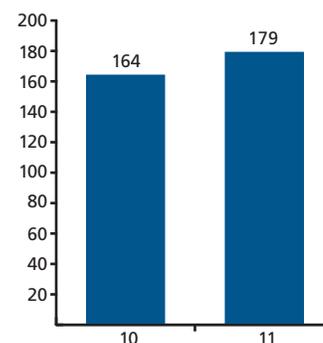
- Reprise, approuvée par l'organisme de réglementation, au troisième trimestre de 2010, d'un montant de 4 millions \$ après impôts du dépassement de coûts de projet qui avait auparavant été passé en charges en 2009 relativement à la conversion, du propane au gaz naturel, des appareils de la clientèle de Whistler
- Ajouts de clients moins élevés que prévu en 2011

Perspectives : Les RPC autorisés des sociétés FortisBC Energy pour 2012 demeurent inchangés par rapport à ceux autorisés pour 2011, soit à 9,50 % pour FEI et à 10,00 % pour FEVI et FEWI. Les tarifs de livraison à la clientèle des sociétés FortisBC Energy pour 2012 ont été approuvés de façon provisoire, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, en attendant la décision finale sur la demande de besoins de revenus pour 2012–2013 de ces entreprises de services publics. Une instance générale relative au coût du capital annoncée par leur organisme de réglementation en 2012 pourrait entraîner une modification de la structure du capital de ces entreprises de services publics et de leurs RCP autorisés.

Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada a atteint 179 millions \$ en 2011 (164 millions \$ en 2010), soit environ 53 % (52 % en 2010) 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 6,1 milliards \$ au 31 décembre 2011 (5,8 milliards \$ au 31 décembre 2010), ce qui représentait environ 50 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2011 (48 % au 31 décembre 2010).

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



FortisAlberta

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2011	2010	Écart
Livraisons d'énergie (GWh)	16 367	15 866	501
Produits d'exploitation (en millions \$)	409	385	24
Bénéfice (en millions \$)	75	68	7

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

Favorables

- Croissance de la clientèle, le nombre total de clients ayant augmenté d'environ 8 000 par rapport à l'exercice précédent, en raison de l'amélioration de la conjoncture économique
- Hausse de la consommation moyenne des clients des secteurs de l'agriculture et de l'irrigation, en raison de différences des niveaux de précipitations par rapport à l'exercice précédent
- Hausse de la consommation moyenne des clients du secteur résidentiel, principalement en raison des températures plus basses que la normale au cours du premier trimestre de 2011

Défavorable

- Baisse de la consommation moyenne du secteur gazier par suite du ralentissement des activités résultant de la baisse des prix du marché du gaz

Puisqu'une tranche importante des produits d'exploitation tirés de la distribution pour 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 d'exploitation sont fonction de nombreuses variables, dont beaucoup sont indépendantes des livraisons réelles d'énergie.

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

Favorables

- Hausse de 4,7 % des tarifs de distribution d'électricité imposés à la clientèle, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2011, occasionnée essentiellement par les investissements soutenus dans l'infrastructure énergétique
- Augmentation du nombre de clients
- Comptabilisation de 3,5 millions \$ de produits à recevoir en 2011, se rapportant surtout au rendement cumulatif autorisé et au recouvrement de l'amortissement sur les dépenses en immobilisations additionnelles de 22 millions \$, approuvées par l'organisme de réglementation, qui seront inclus dans la base tarifaire dans le cadre du projet des compteurs automatisés. Quelque 1,5 million \$ de la hausse se rapporte à 2010.

Défavorables

- Baisse d'environ 2 millions \$ des produits d'exploitation tirés des tarifs comptabilisés au cours du quatrième trimestre de 2011, reflétant l'incidence cumulative, à compter du 1^{er} janvier 2011, de la baisse du RCP autorisé qui est passé de 9,00 % en 2010 à 8,75 % en 2011
- Écarts dans l'amortissement des reports réglementaires aux produits par rapport à l'exercice précédent, comme il a été approuvé par l'organisme de réglementation

Facteurs contribuant à l'écart dans le bénéfice

Favorables

- Croissance de la base tarifaire en raison des investissements soutenus dans l'infrastructure énergétique
- Hausse de la provision capitalisée pour les fonds utilisés pendant la construction, en raison de l'accroissement des actifs en construction au cours de 2011
- Croissance du nombre de clients et hausse des livraisons d'énergie
- Rendement autorisé et recouvrement d'amortissement d'environ 1,5 million \$ comptabilisé en 2011, relativement à 2010, sur les dépenses en immobilisations additionnelles associées au projet des compteurs automatisés, comme cité précédemment
- Gain d'environ 1 million \$ sur la vente de propriétés

Défavorables

- Diminution du RCP autorisé pour 2011, comme cité précédemment
- Baisse du rendement généré par le report des charges de l'Alberta Electric System Operator (« AESO ») en raison de la diminution du solde du compte de report

Perspectives : Le RCP autorisé de FortisAlberta de 8,75 % pour 2012 a été fixé par l'organisme de réglementation. Les tarifs facturés aux clients de FortisAlberta pour 2012 ont été approuvés de façon provisoire, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, en attendant la décision finale sur la demande de relative aux tarifs de distribution de l'entreprise de services publics pour 2012.

FortisBC Electric

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2011	2010	Écart
Ventes d'électricité (GWh)	3 143	3 046	97
Produits d'exploitation (en millions \$)	296	266	30
Bénéfice (en millions \$)	48	42	6

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

Favorables

- Augmentation du nombre de clients
- Baisse de la consommation moyenne au cours du premier trimestre de 2010, en raison de températures plus élevées que la moyenne enregistrées au cours de la période, entraînant une hausse des ventes d'électricité par rapport à l'exercice précédent

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

Favorables

- Hausse de 6,6 % des tarifs d'électricité facturés à la clientèle, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2011, reflétant principalement les investissements soutenus dans l'infrastructure énergétique
- Augmentations de 1,4 % et de 2,9 % des tarifs d'électricité imposés à la clientèle, entrées en vigueur respectivement le 1^{er} juin 2011 et le 1^{er} septembre 2010, par suite du transfert à la clientèle de la hausse des coûts d'achat d'électricité facturés à FortisBC Electric par BC Hydro pour l'électricité achetée
- Augmentation de 3,2 % des ventes d'électricité
- Hausse de la contribution aux produits des services d'exploitation, de maintenance et de gestion non réglementés
- Augmentation des produits tirés des frais de transit

Défavorables

- Redressements plus élevés au titre des incitatifs selon la TAR à être remboursés aux clients
- Baisse des ventes d'électricité excédentaire

Facteurs contribuant à l'écart dans le bénéfice

Favorables

- Croissance de la base tarifaire en raison des investissements soutenus dans l'infrastructure énergétique
- Coûts de l'approvisionnement énergétique plus bas que prévu en 2011, en raison principalement de la baisse des coûts de l'électricité achetée au prix moyen du marché
- Augmentation des ventes d'électricité
- Hausse de la contribution aux bénéfices des services d'exploitation, de maintenance et de gestion non réglementés

Défavorables

- Baisse de la provision capitalisée pour les fonds utilisés pendant la construction, en raison de la diminution des actifs en construction au cours de 2011
- Augmentation du taux effectif d'impôt sur les bénéfices découlant principalement du fait que les déductions aux fins fiscales ont été moins élevées que les déductions aux fins comptables

Perspectives : Le RCP autorisé de FortisBC Electric de 9,90 % pour 2012 demeure inchangé par rapport à 2011. Les tarifs facturés aux clients pour 2012 ont été approuvés de façon provisoire, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, en attendant la décision finale de l'organisme de réglementation sur la demande de relative aux besoins en revenus de l'entreprise de services publics pour 2012-2013. Une instance générale relative au coût du capital annoncée par l'organisme de réglementation en 2012 pourrait entraîner une modification de la structure du capital de l'entreprise de services publics et de son RCP autorisé.

Newfoundland Power

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2011	2010	Écart
Ventes d'électricité (GWh)	5 553	5 419	134
Produits d'exploitation (en millions \$)	573	555	18
Bénéfice (en millions \$)	34	35	(1)

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

Favorables

- Augmentation du nombre de clients
- Consommation moyenne plus élevée traduisant une plus grande utilisation du chauffage électrique par rapport au chauffage à l'huile dans les nouvelles résidences, conjuguée à la solide croissance économique

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

Favorables

- Augmentation de 2,5 % des ventes d'électricité
- Augmentation moyenne globale de 0,8 % des tarifs d'électricité facturés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011, reflétant surtout la hausse des coûts des régimes d'ACR, en partie neutralisée par une baisse du RCP autorisé, qui est passé de 9,00 % en 2010 à 8,38 % en 2011

Défavorables

- Baisse de l'amortissement des passifs réglementaires et des reports dans les revenus, comme il a été approuvé par l'organisme de réglementation
- Diminution des produits d'exploitation tirés des poteaux à utilisation conjointe, attribuable aux nouveaux arrangements relatifs aux structures de soutènement conclus avec Bell Aliant, entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2011

Facteurs contribuant à l'écart dans le bénéfice

Défavorables

- Diminution du RCP autorisé, reflétée dans les tarifs facturés à la clientèle
- Baisse de la contribution au bénéfice associée aux poteaux à utilisation conjointe visés par les nouveaux arrangements relatifs aux structures de soutènement conclus avec Bell Aliant en 2011
- Hausse du taux effectif d'impôt sur les bénéfices découlant principalement du fait que les déductions aux fins fiscales ont été moins élevées que les déductions aux fins comptables, en partie contrebalancée par la baisse du taux d'impôt prévu par la loi
- Hausse des charges d'exploitation liées aux salaires et à la hausse générale des coûts attribuable à l'inflation, augmentation des dépenses liées au personnel et augmentation des coûts de fidélisation liés aux programmes de rabais offerts aux clients, en partie compensées par la baisse des coûts liés aux tempêtes

Favorables

- Croissance des ventes d'électricité
- Réduction des coûts de l'approvisionnement énergétique au quatrième trimestre de 2011, associée aux centrales hydroélectriques de la société

Perspectives : Les taux imposés aux clients et le RCP autorisé de 8,38 % de Newfoundland Power pour 2011 resteront provisoirement en vigueur pour 2012 jusqu'à l'issue d'une étude approfondie du coût du capital qui devrait être réalisée en 2012.

Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2011	2010	Écart
Ventes d'électricité (GWh)	2 366	2 328	38
Produits d'exploitation (en millions \$)	339	331	8
Bénéfice (en millions \$)	22	19	3

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

Favorables

- Croissance du nombre de clients du secteur résidentiel
- Hausse de la consommation moyenne des clients du secteur résidentiel de l'Ontario et de l'Î.-P.-É., reflétant les températures plus basses, ce qui a augmenté la demande de chauffage de ce secteur

Défavorable

- Consommation moyenne moins élevée des clients du secteur industriel à l'Î.-P.-É., en raison d'une baisse des activités d'entreposage et de stockage des récoltes dans le secteur agricole

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

Favorables

- Hausse moyenne de 3,8 % des tarifs d'électricité facturés à la clientèle pour Algoma Power, avec prise d'effet le 1^{er} décembre 2010, reflétant une augmentation du RCP autorisé, passant de 8,57 % en 2010 à 9,85 % en 2011, et l'utilisation d'une année témoin future pour l'établissement des tarifs
- Transfert de l'augmentation des coûts de l'approvisionnement énergétique de FortisOntario dans les tarifs d'électricité imposés à la clientèle
- Augmentation de 1,6 % des ventes d'électricité

Défavorables

- Ajustement du taux de rendement de Maritime Electric réduisant le bénéfice d'environ 2 millions \$ au quatrième trimestre de 2011, par suite des ventes d'électricité plus élevées que prévu au cours de 2011
- Diminution de la composante tarifs de base des tarifs facturés à la clientèle de Maritime Electric, associée au recouvrement des coûts de l'approvisionnement énergétique

Facteurs contribuant à l'écart dans le bénéfice

Favorables

- Augmentation du RCP autorisé pour Algoma Power et utilisation d'une année témoin future pour l'établissement des tarifs, comme reflété dans les tarifs facturés à la clientèle pour 2011
- Croissance de la base tarifaire en raison des investissements soutenus dans l'infrastructure énergétique
- Baisse du taux effectif d'impôt sur les bénéfices découlant principalement du fait que les déductions aux fins fiscales ont été plus élevées que les déductions aux fins comptables
- Croissance des ventes d'électricité

Défavorable

- Ajustement du taux de rendement de Maritime Electric au quatrième trimestre de 2011, comme mentionné précédemment

Perspectives : Le RCP autorisé de Maritime Electric, qui est de 9,75 % pour 2012, est demeuré inchangé par rapport à 2011. 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, qui est de 9,85 % pour 2012, et celui d'Énergie Niagara, qui est de 8,01 % pour 2012, sont demeurés inchangés par rapport à 2011.

Des demandes d'établissement des tarifs de distribution d'électricité ont été déposées par Algoma Power et Énergie Niagara aux termes du mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération pour les tarifs d'électricité imposés à la clientèle à compter du 1^{er} mai 2012.

Entreprises de services publics d'électricité réglementés dans les Caraïbes

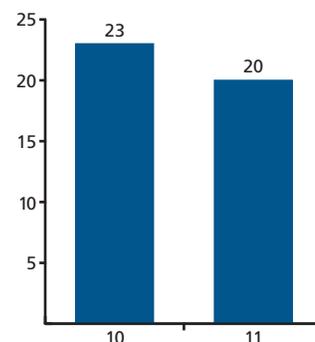
La contribution au bénéfice provenant des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes s'est établie à 20 millions \$ en 2011 (23 millions \$ en 2010), ce qui correspond à environ 6 % (7 % en 2010) du bénéfice total tiré des activités réglementées de la Société. Les actifs des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes représentaient approximativement 0,9 milliard \$ au 31 décembre 2011 (0,9 milliard \$ au 31 décembre 2010), soit environ 7 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2011 (8 % au 31 décembre 2010).

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2011	2010	Écart
Taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien ¹⁾	0,99	1,03	(0,04)
Ventes d'électricité (GWh)	918	1 150	(232)
Produits d'exploitation (en millions \$)	305	333	(28)
Bénéfice (en millions \$)	20	23	(3)

¹⁾ La monnaie de présentation des états financiers de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos est le dollar américain. 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 = 1,00 \$ US.

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



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

Défavorables

- Expropriation de Belize Electricity et arrêt consécutif de la comptabilisation des résultats de cette entreprise de services publics selon la méthode de la consolidation, à compter du 20 juin 2011. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique intitulée « Gestion des risques d'affaires – Investissement au Belize » du présent rapport de gestion.
- Baisse de la consommation d'énergie attribuable aux difficultés économiques dans la région, au coût élevé du combustible, et à la fermeture prématurée et prolongée de certains hôtels et d'autres établissements commerciaux appartenant à des clients dans les îles Turks et Caicos, à la suite du passage d'un ouragan en août 2011
- Importante baisse du nombre de détenteurs de permis de travail dans la région, entraînant l'inoccupation de certaines propriétés locatives connectées aux services d'électricité
- Aucune hausse des ventes d'électricité par rapport à l'exercice précédent, sauf pour Belize Electricity

Favorable

- Croissance du nombre de clients sur l'île Grand Caïman et les îles Turks et Caicos

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

Défavorables

- Expropriation de Belize Electricity et arrêt consécutif de la comptabilisation des résultats de cette entreprise de services publics selon la méthode de la consolidation, à compter du 20 juin 2011
- Effet de change défavorable d'environ 13 millions \$ lié à la conversion de produits libellés en monnaie étrangère, attribuable à l'affaiblissement du dollar américain en regard du dollar canadien par rapport à l'exercice précédent

Favorable

- Transfert dans les tarifs d'électricité facturés à la clientèle de la hausse des coûts de l'approvisionnement énergétique pour Caribbean Utilities, attribuable à une augmentation du coût du combustible

Facteurs contribuant à l'écart dans le bénéfice

Défavorables

- Expropriation de Belize Electricity et arrêt consécutif de la comptabilisation des résultats de cette entreprise de services publics selon la méthode de la consolidation, à compter du 20 juin 2011. Belize Electricity n'a pas contribué au bénéfice au cours de 2011, alors qu'elle y avait contribué à hauteur de 1,5 million \$ en 2010.
- Augmentation de la dotation aux amortissements, exclusion faite de l'effet de change, essentiellement pour Fortis Turks and Caicos, attribuable à l'investissement dans les immobilisations de services publics, y compris le premier amortissement en 2011 d'un nouveau centre d'opérations et d'une unité de production
- Hausse des charges d'exploitation, excluant l'effet de change, pour Fortis Turks and Caicos en raison surtout des honoraires de consultation liés aux questions réglementaires en cours et de la hausse des coûts attribuable à l'inflation

Favorable

- Baisse des coûts de l'approvisionnement énergétique pour Fortis Turks and Caicos, en raison principalement d'une consommation de combustibles plus efficiente à la suite de la mise en service de nouvelles unités de production par Fortis Turks and Caicos

Perspectives : La croissance des ventes d'électricité des entreprises de services publics réglementés de la Société dans les Caraïbes devrait être minime en 2012, 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.

ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

Activités non réglementées – Fortis Generation

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2011	2010	Écart
Ventes d'énergie (GWh)	389	427	(38)
Produits d'exploitation (en millions \$)	34	36	(2)
Bénéfice (en millions \$)	18	20	(2)

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

Défavorables

- Diminution de la production au Belize, en raison de la baisse des précipitations associée à une saison sèche plus longue en 2011
- Diminution de la production dans le nord de l'État de New York, du fait qu'une centrale est hors service depuis mai 2011

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

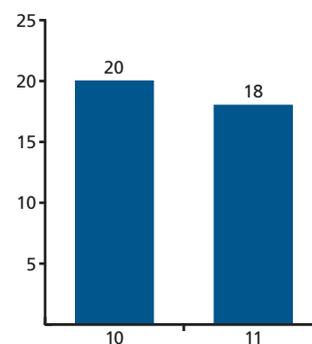
Défavorable

- Baisse de la production au Belize

Favorable

- Hausse du prix moyen annuel de l'énergie par mégawattheure (« MWh ») en Ontario. Le prix moyen annuel par MWh a été de 72,96 \$ en 2011 contre 53,17 \$ en 2010. Avec prise d'effet le 1^{er} mai 2010, l'énergie produite en Ontario est vendue en vertu d'un contrat à prix fixe avec indexation des prix. Auparavant, l'énergie était vendue aux taux du marché.

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



Facteurs contribuant à l'écart dans le bénéfice

Défavorables

- Baisse de la production au Belize
- Baisse des intérêts créditeurs en Ontario associée aux prêts intersociétés moins élevés consentis aux entreprises réglementées en Ontario

Favorables

- Hausse du prix moyen annuel de l'énergie par MWh en Ontario
- Baisse des frais financiers et hausse des intérêts créditeurs associés aux activités au Belize

Rapport de gestion

En mai 2011, le générateur de la centrale hydroélectrique de Moose River dans le nord de l'État de New York a subi des bris électriques. Des réclamations sont en cours au titre de l'assurance pour l'équipement et de l'assurance pour interruption des affaires. Les produits de 2011 tiennent compte du montant comptabilisé en 2011 quant à l'incidence de la fermeture de la centrale, qui est recouvrable en vertu de la réclamation d'assurance. Le générateur est en réparation et la centrale devrait être remise en marche vers la fin de mars 2012.

Perspectives : La construction de la centrale non réglementée Expansion Waneta en Colombie-Britannique se poursuivra en 2012 et devrait s'achever au printemps 2015.

Activités non réglementées – Fortis Properties

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2011	2010	Écart
Produits tirés de l'hôtellerie	164	160	4
Produits tirés de l'immobilier	67	66	1
Total des produits	231	226	5
Bénéfice	23	26	(3)

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

Favorables

- Contribution au bénéfice par l'hôtel Hilton Suites Winnipeg Airport qui a été acquis en octobre 2011
- Hausse de 2,1 % du revenu par chambre disponible de la division de l'hôtellerie, excluant l'incidence de l'hôtel Hilton Suites Winnipeg Airport, qui s'est établi à 78,48 \$ pour 2011 en regard de 76,83 \$ pour 2010. Le revenu par chambre disponible s'est accru en raison d'une augmentation globale de 2,7 % des tarifs quotidiens moyens des chambres, contrebalancée en partie par une diminution globale de 0,6 % du taux d'occupation dans les hôtels. Le tarif quotidien moyen des chambres a augmenté dans toutes les régions. Les hausses du taux d'occupation ont été enregistrées dans le Canada atlantique et le centre du Canada, mais ont été plus que contrebalancées par le recul du taux d'occupation enregistré dans l'Ouest canadien. Le revenu par chambre disponible, incluant l'hôtel Hilton Suites Winnipeg Airport, s'est établi à 78,76 \$, pour 2011.
- Hausses du tarif de location à la division de l'immobilier

Défavorable

- Baisse du taux d'occupation pour la division de l'immobilier, qui était de 93,2 % au 31 décembre 2011 contre 94,5 % au 31 décembre 2010

Facteurs contribuant à l'écart dans le bénéfice

Défavorables

- Hausse des impôts sur les bénéfices. Baisse des taux d'impôt prévus par la loi et réduction connexe des soldes de passifs d'impôts futurs au quatrième trimestre de 2010 ayant une incidence favorable sur les impôts sur les bénéfices en 2010.
- Baisse de la contribution de la division de l'hôtellerie, reflétant la baisse de rendement des activités dans l'Ouest canadien, imputable au recul des taux d'occupation, et des activités dans le centre du Canada, en partie contrebalancée par l'amélioration du rendement à Terre-Neuve, dans le Canada atlantique, reflétant les conditions économiques favorables
- Augmentation des frais administratifs du siège social

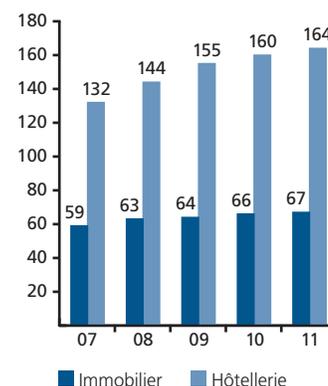
Favorable

- Hausse de la contribution de la division de l'immobilier, principalement attribuable à un gain de 0,5 million \$ à la vente du Viking Mall en 2011

Perspectives : Les produits tirés des propriétés hôtelières de Fortis Properties ont augmenté en 2011, et ils devraient croître en 2012 en raison en partie de l'ajout de l'hôtel Hilton Suites Winnipeg Airport, acquis en octobre 2011.

Les résultats de la division de l'immobilier devraient demeurer stables en 2012. La division de l'immobilier 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 d'inoccupation.

Produits de Fortis Properties (en millions \$)



Siège social et autres

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2011	2010	Écart
Produits d'exploitation	29	29	–
Charges d'exploitation	10	10	–
Amortissement	7	7	–
Autres revenus (charges), montant net	21	(5)	26
Frais financiers ¹⁾	71	73	(2)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés	(6)	(16)	10
	(32)	(50)	18
Dividendes sur actions privilégiées	29	28	1
Charges nettes du secteur Siège social et autres	(61)	(78)	17

¹⁾ 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

Favorables

- Hausse des autres revenus, déduction faite des charges, résultant : i) des frais de 17 millions \$ (17,5 millions \$ US) (11 millions \$ après impôts) versés à Fortis en juillet 2011 à la suite de la résiliation de l'accord de fusion entre Fortis et la CVPS, et ii) d'un gain de change de 4,5 millions \$ lié à la conversion d'un autre actif à long terme libellé en dollars US représentant la valeur comptable de l'investissement antérieur de la Société dans Belize Electricity. Le gain de change a été en partie contrebalancé par une perte de change de 3,5 millions \$ (3 millions \$ après impôts) associée à la conversion d'une dette libellée en dollars américains qui était auparavant couverte. L'incidence nette favorable sur le bénéfice de 2011 de l'effet de change mentionné ci-dessus s'est élevée à environ 1,5 million \$. Les coûts de développement des affaires, d'environ 6 millions \$ (4 millions \$ après impôts) engagés dans la première moitié de 2010 ont également eu une incidence favorable sur les autres revenus, déduction faite des charges, par rapport à l'exercice précédent.
- Baisse des frais financiers en raison du refinancement à des taux inférieurs de la dette du siège social venant à échéance, du remboursement des emprunts sur les facilités de crédit au cours du troisième trimestre de 2011 au moyen d'une tranche du produit tiré de l'émission d'actions ordinaires en juin et juillet 2011 et de l'effet de change favorable lié à la conversion d'intérêts débiteurs libellés en dollars américains

Défavorables

- Réduction des frais financiers au quatrième trimestre de 2010, liée à la fin de la capitalisation des intérêts sur un projet de construction
- Hausse des dividendes sur actions privilégiées, par suite de l'émission des actions privilégiées de premier rang, série H en janvier 2010

Le 11 juillet 2011, le conseil d'administration de la CVPS a établi que la proposition d'acquisition de la Société en commandite Gaz Métro représentait une « proposition supérieure » selon la définition inscrite dans l'accord de fusion entre Fortis et la CVPS annoncée le 30 mai 2011, et la CVPS a décidé de résilier l'accord de fusion conformément à ses modalités. Avant que cette résiliation entre en vigueur, l'accord de fusion permettait à Fortis d'exiger que la CVPS négocie avec elle pendant au moins cinq jours ouvrables relativement aux modifications des modalités de l'accord de fusion proposé par Fortis. Fortis a accepté de ne pas se prévaloir de ce droit en échange du règlement rapide par la CVPS à Fortis des frais de résiliation de 17,5 millions \$ US en plus d'un montant de 2,0 millions \$ US pour le remboursement des dépenses, tel qu'il était établi par l'accord de fusion, ce qui a mené à la résiliation de l'accord de fusion. Fortis a reçu le paiement de 18,8 millions \$ (19,5 millions \$ US) le 12 juillet 2011.

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 de la Société.

Nature de la réglementation

Entreprise de services publics réglementés	Organisme de réglementation	Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires autorisés (%)	Rendements autorisés (%)			Caractéristiques de soutien Année témoin future ou historique utilisée pour établir les tarifs imposés à la clientèle
			2010	2011	2012	
RCP						
FEI	BCUC	40	9,50	9,50	9,50 ¹⁾	Coût du service/RCP FEI : 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.
FEVI	BCUC	40	10,00	10,00	10,00 ¹⁾	RCP établi par la BCUC
FEWI	BCUC	40	10,00	10,00	10,00 ¹⁾	Année témoin future
FortisBC Electric	BCUC	40	9,90	9,90	9,90 ¹⁾	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
RCP						
FortisAlberta	AUC	41	9,00	8,75	8,75	Année témoin future Coût du service/RCP RCP établi par l'AUC
RCP						
Newfoundland Power	Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities (« PUB »)	45	9,00 +/- 50 points de base	8,38 +/- 50 points de base	8,38 ²⁾ +/- 50 points de base	Coût du service/RCP Le RCP autorisé est fixé selon une formule d'ajustement automatique fondée sur le rendement des obligations à long terme du Canada. La formule a été suspendue pour 2012.
RCP						
Maritime Electric	Island Regulatory and Appeals Commission (« IRAC »)	40	9,75	9,75	9,75	Année témoin future Coût du service/RCP
RCP						
FortisOntario	Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »)					
	Énergie Niagara	40	8,01	8,01	8,01 ³⁾	Énergie Niagara – Coût du service/RCP
	Algoma Power	40	8,57	9,85	9,85 ³⁾	Algoma Power – Coût du service/RCP et programme de protection des tarifs dans les zones rurales et éloignées (« PTRE »)
	Contrat de concession Cornwall Electric					Cornwall Electric – prix plafond avec transfert du coût d'achat Énergie Niagara – 2009, année témoin pour 2010, 2011 et 2012 Algoma Power – 2007, année témoin historique pour 2010; et 2011, année témoin pour 2011 et 2012
RAB						
Caribbean Utilities	Electricity Regulatory Authority (« ERA »)	s.o.	7,75 – 9,75	7,75 – 9,75	7,75 – 9,75 ⁴⁾	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.
RAB						
Fortis Turks and Caicos	Dépôt de documents annuels par les entreprises de services publics auprès du gouvernement provisoire des îles Turks et Caicos (« gouvernement provisoire »)	s.o.	17,50 ⁵⁾	17,50 ⁵⁾	17,50 ⁵⁾	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.

¹⁾ Les RCP autorisés pour les sociétés FortisBC Energy et pour FortisBC Electric doivent être maintenus en attendant les conclusions de l'instance générale relative au coût du capital annoncée par la BCUC qui commencera en mars 2012.

²⁾ Provisoire, en attendant un examen prévu du coût du capital de Newfoundland Power en 2012 par le PUB

³⁾ D'après la formule d'ajustement automatique du RCP, le RCP autorisé pour les entreprises de services publics réglementées d'électricité en Ontario est de 9,42 % pour 2012. Ce RCP ne s'applique pas aux entreprises de services publics réglementés d'électricité, sauf si elles prévoient déposer des demandes complètes de tarifs fondés sur le coût du service. Par conséquent, le RCP autorisé de 9,42 % ne s'applique pas à Énergie Niagara ni à Algoma Power en 2012.

⁴⁾ Cette donnée peut changer selon l'application annuelle du mécanisme d'ajustement des plafonds tarifaires attendu en juin 2012.

⁵⁾ Chiffre prévu dans la licence. Le RAB atteint en 2010 et 2011 était substantiellement inférieur au RAB autorisé en vertu de la licence en raison des investissements importants faits par l'entreprise de services publics et de l'absence d'allègement tarifaire connexe. En février 2012, le gouvernement provisoire a approuvé, entre autres, une hausse de 26 % des tarifs d'électricité facturés aux grands hôtels, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2012.

Principales décisions et demandes réglementaires

Entreprise de services publics réglementés

FEI/FEVI/FEWI

Description sommaire

- Avec la BCUC, FEI et FEWI passent en revue les tarifs pour le gaz naturel et le propane chaque trimestre, et les tarifs pour les activités médianes chaque année, 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 les 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. Le tarif regroupé facturé aux clients de FEVI comprend une composante visant à recouvrer les coûts du gaz approuvés et est établi annuellement. Afin de recouvrer rapidement le solde du compte de redressement du coût des marchandises, FEI et FEWI préparent des calculs trimestriels qu'elles soumettent à la BCUC, qui déterminera si un rajustement des tarifs facturés aux clients est nécessaire pour refléter les cours du marché du gaz naturel qui sont en vigueur. Ces rajustements tarifaires ne tiennent pas compte de l'effet temporel des rajustements apportés à l'évaluation des dérivés dans le bilan; ils reflètent plutôt le coût à terme prévisionnel du gaz sur la période de recouvrement.
- Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011, les tarifs facturés 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. À compter du 1^{er} janvier 2011, les tarifs intermédiaires facturés par FEWI aux clients résidentiels ont diminué d'environ 5 % et les tarifs de FEVI sont restés inchangés.
- Les tarifs du gaz naturel sont demeurés inchangés en date du 1^{er} avril 2011 et du 1^{er} juillet 2011, suivant les révisions trimestrielles de ces tarifs par la BCUC.
- Avec prise d'effet le 1^{er} octobre 2011, les tarifs facturés 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 5 % afin de tenir compte des fluctuations du coût des produits de base, suivant les révisions trimestrielles de ces tarifs par la BCUC. Les tarifs de FEWI et de FEVI sont restés inchangés.
- Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, les tarifs facturés 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 augmenté d'environ 3 %, et les tarifs facturés par FEWI aux clients résidentiels ont augmenté d'environ 6 %, reflétant les fluctuations des coûts de livraison et des coûts des activités médianes, les tarifs étant établis de façon provisoire en attendant la décision finale sur la demande de besoins de revenus pour 2012–2013 des entreprises de services publics de gaz. FEVI a également obtenu l'approbation provisoire de la BCUC pour facturer aux clients les mêmes tarifs qu'en 2011 à compter du 1^{er} janvier 2012. Les tarifs du gaz naturel sont demeurés inchangés en date du 1^{er} janvier 2012.
- En décembre 2010, FEI 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 que FEI possède et exploite. En juillet 2011, FEI a reçu une décision de la BCUC approuvant l'infrastructure des postes de ravitaillement ainsi qu'un contrat à long terme avec une contrepartie pour la fourniture de gaz naturel comprimé. La BCUC a rejeté la demande par la société d'un tarif général pour la fourniture de gaz naturel comprimé et de GNL destinés aux véhicules, à moins que certaines conditions contractuelles soient remplies. FEI a déposé une demande modifiée pour tenir compte de la décision de la BCUC et ces conditions ont maintenant été approuvées par la BCUC.
- En mai 2011, à la suite d'une plainte, la BCUC a entamé une instance publique visant à établir les lignes directrices encadrant la capacité de FEI d'offrir des « services d'énergies renouvelables » comme services publics réglementés. Les « services d'énergies renouvelables » offerts par FEI comprennent le ravitaillement en combustible des véhicules au gaz naturel (« VGN »), la possession et l'exploitation de systèmes énergétiques de quartier et de différents systèmes de géoéchanges, et la possession et l'exploitation d'installations de raffinage du biogaz en biométhane aux fins de la vente à ses clients.
- En juillet 2011, la BCUC a approuvé la demande déposée conjointement par les sociétés FortisBC Energy et par FortisBC Electric relative à l'adoption par les entreprises de services publics des PCGR des États-Unis à compter du 1^{er} janvier 2012 aux fins de présentation de l'information financière.
- En juillet 2011, FEVI a reçu une décision de la BCUC approuvant l'option pour deux bandes des Premières nations d'investir jusqu'à un taux combiné de 15 % dans la composante capitaux propres de la structure de capital de la nouvelle installation de stockage de GNL sur l'île de Vancouver. À la fin de 2011, chaque bande a exercé son option et a investi environ 6 millions \$ dans les capitaux propres de l'installation de GNL le 1^{er} janvier 2012.
- En août 2011, FEI et FEVI ont reçu une décision de la BCUC sur l'utilisation des fonds destinés à l'efficacité énergétique et aux économies d'énergie à titre de mesures d'encouragement pour les VGN. Les entreprises de services publics avaient mis ces fonds à la disposition des clients importants pour les aider à faire l'acquisition de VGN plutôt que de véhicules à moteur diesel. La BCUC a statué qu'il était inapproprié d'utiliser les fonds destinés à l'efficacité énergétique et aux économies d'énergie, et a exigé que les sociétés fournissent d'autres documents pour déterminer le caractère judicieux des mesures d'encouragement à l'efficacité énergétique et aux économies d'énergie à une date ultérieure.
- En janvier 2011, FEI et FEVI ont déposé auprès de la BCUC un rapport sur la révision des objectifs de leur plan de gestion du risque de prix lié à leur plan de couverture du gaz naturel, et FEI a aussi soumis un plan de gestion du risque de prix pour 2011–2014 révisé. En juillet 2011, la BCUC a rendu sa décision relativement au rapport et déterminé que, dans le contexte actuel, la couverture de produits de base ne constitue pas un moyen rentable pour atteindre les objectifs de prix concurrentiels et de stabilité des tarifs. Concurrément, la BCUC a rejeté le plan de gestion du risque de prix pour 2011–2014 de FEI à l'exception de certains éléments relatifs aux écarts de prix à l'échelle régionale. Par conséquent, FEVI et FEI ont suspendu leurs activités de couverture de marchandises à l'exception de quelques swaps, comme l'autorise la BCUC. Les contrats de couverture existants devraient demeurer en vigueur jusqu'à leur échéance et la capacité des entreprises de services publics de gaz de recouvrer la totalité des coûts du gaz à même les tarifs imposés aux clients demeure inchangée.

Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

Entreprise de services publics réglementés

FEI/FEVI/FEWI (suite)

Description sommaire

- En septembre 2011, les sociétés FortisBC Energy ont déposé une version mise à jour de leurs demandes relatives aux besoins en revenus pour 2012–2013. FEI a demandé une augmentation des tarifs de 3,0 % avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012 et de 3,1 % avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2013, reflétant un accroissement de la composante livraison des tarifs facturés à la clientèle. La demande de FEI suppose une base tarifaire de mi-exercice prévue d'environ 2 760 millions \$ pour 2012 et 2 820 millions \$ pour 2013. FEVI a demandé que les tarifs demeurent inchangés pendant la période de deux ans commençant le 1^{er} janvier 2012. La demande de FEVI suppose une base tarifaire de mi-exercice prévue de 788 millions \$ pour 2012 et de 816 millions \$ pour 2013. FEWI a demandé une augmentation des tarifs d'environ 6,5 % avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012 et d'environ 4,3 % avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2013, reflétant un accroissement de la composante livraison des tarifs facturés à la clientèle. La demande de FEWI suppose une base tarifaire de mi-exercice prévue de 42 millions \$ pour 2012 et de 41 millions \$ pour 2013. Les tarifs demandés tiennent compte des RCP autorisés et de la structure du capital de 2011 sans modification. Les hausses tarifaires demandées reflètent les investissements continus dans l'infrastructure énergétique qui priorisent l'intégrité et la fiabilité des systèmes, et tiennent compte de la hausse prévue des charges d'exploitation attribuable à l'inflation, d'une attention accrue portée à la sécurité des réseaux de gaz naturel et du renforcement du respect des codes et règlements. Une décision à l'égard des demandes de tarifs est attendue au premier semestre de 2012.
- En octobre 2011, FEI a déposé une demande d'approbation de dépenses d'environ 5 millions \$ pour des centrales qui devront fournir des services d'énergie thermique à 19 bâtiments du Delta School District situés dans la région de Vancouver. Une fois qu'elles seront prêtes, FEI possédera, exploitera et maintiendra les nouvelles centrales thermiques, et facturera au Delta School District un tarif unique pour l'énergie thermique consommée. En novembre 2011, FEI a redéposé sa demande accompagnée des contrats modifiés conclus avec des tiers pour ses services d'énergie thermique, laissant plus de temps pour un processus d'examen public. Une décision à l'égard de la demande est attendue à la fin du premier trimestre de 2012.
- En novembre 2011, FEI, FEVI et FEWI ont déposé une demande auprès de la BCUC en vue d'un regroupement des trois sociétés en une seule entité juridique et de l'établissement de tarifs et de services communs pour la clientèle de ces entreprises de services publics pour toute la Colombie-Britannique, à compter du 1^{er} janvier 2013. Le regroupement doit obtenir l'approbation de la BCUC et le consentement du gouvernement de la Colombie-Britannique. À la fin de 2011, les entreprises de services publics ont suspendu temporairement leur demande pour fournir des renseignements supplémentaires à la BCUC, à la demande de cette dernière.
- En novembre 2011, la BCUC a donné aux entreprises de services publics qu'elle régit, incluant les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric, un préavis de son intention d'entamer une instance générale sur le coût du capital au début de 2012. En février 2012, la BCUC a émis une ordonnance qui ouvre une instance générale relative au coût du capital en mars 2012. L'instance permettra de passer en revue : i) l'établissement du coût du capital approprié pour une entreprise de services publics à faible risque utilisée comme point de référence en Colombie-Britannique, ii) le retour possible au mécanisme d'ajustement automatique du RCP aux fins d'établissement du RCP pour une entreprise de services publics à faible risque utilisée comme point de référence, et iii) l'établissement d'une structure du capital réputée et d'une méthode du coût du capital réputé, particulièrement pour les entreprises de services publics en Colombie-Britannique n'ayant pas de dette envers des tiers. FortisBC participera à cette instance réglementaire en 2012. L'examen portant sur le coût du capital pourrait entraîner une modification de la structure du capital des entreprises de services publics et de leur RCP autorisé.

FortisBC Electric

- En décembre 2010, la BCUC a approuvé un accord de règlement négocié portant sur la demande relative aux besoins en revenus et au plan de dépenses en immobilisations de FortisBC Electric pour 2011. Cet accord a donné lieu à une hausse générale des tarifs d'électricité facturés 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 l'infrastructure énergétique, y compris à l'augmentation de l'amortissement et des intérêts débiteurs.
- En date du 1^{er} juin 2011, la BCUC a approuvé une augmentation de 1,4 % des tarifs d'électricité facturés à la clientèle de FortisBC Electric découlant d'une augmentation des coûts de l'électricité achetée due à une hausse des tarifs de BC Hydro.
- En juin 2011, FortisBC Electric a déposé sa demande relative aux besoins en revenus pour 2012–2013, laquelle comprenait son plan de dépenses en immobilisations pour 2012–2013, et son plan de réseau intégré (« PRI »). Le PRI comprend le plan de ressources de la Société, le plan d'investissement à long terme et le plan de gestion de la demande à long terme. FortisBC Electric a demandé une hausse provisoire de 4 % des tarifs d'électricité facturés à la clientèle à compter du 1^{er} janvier 2012 et une augmentation de 6,9 % à compter du 1^{er} janvier 2013. Les hausses tarifaires sont attribuées aux investissements continus dans l'infrastructure énergétique, y compris l'accroissement des coûts de financement de ces investissements, et à la hausse des coûts de l'électricité achetée. Les tarifs demandés tiennent compte du RCP autorisé et de la structure du capital de 2011 sans modification. En plus du maintien des comptes de report et du mécanisme de transfert qui existaient en vertu de l'accord de TAR, lequel est arrivé à échéance à la fin de 2011, la demande relative aux besoins en revenus pour 2012–2013 propose des comptes de report et un mécanisme de transfert pour les écarts observés entre les prévisions utilisées pour établir les produits d'exploitation tirés des tarifs facturés aux clients, les coûts de l'électricité achetée et certains autres coûts.
- En novembre 2011, FortisBC Electric a déposé une demande révisée relative aux besoins en revenus pour 2012–2013 qui inclut des estimations financières et des prévisions mises à jour, ce qui a entraîné une révision à la hausse des tarifs demandés de 1,5 % avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, et de 6,5 % avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2013. La demande révisée suppose une base tarifaire de mi-exercice prévue d'environ 1 146 millions \$ pour 2012 et de 1 215 millions \$ pour 2013. Un processus d'audience devrait se tenir en mars 2012 et une décision devrait être rendue au cours de 2012.
- Une augmentation provisoire remboursable de 1,5 % des tarifs facturés aux clients, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, a été approuvée par la BCUC en attendant une décision finale concernant la demande relative aux besoins en revenus de la société pour 2012–2013.

FortisAlberta

- En décembre 2010, l'AUC a rendu sa décision sur le document de conformité déposé en août 2010 par FortisAlberta, qui comprenait la décision de l'AUC, reçue en juillet 2010, sur la demande générale de la société à l'égard de nouveaux tarifs de distribution pour 2010 et 2011. La décision de décembre 2010 a approuvé les besoins de la société en produits tirés de la distribution pour 2011, soit 368 millions \$. Les tarifs de distribution de l'électricité et les avenants relatifs aux tarifs ont également été approuvés, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011.

Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

Entreprise de services publics réglementés

FortisAlberta (suite)

Description sommaire

- En juin 2011, l'AUC a publié sa décision concernant le caractère judicieux de dépenses en immobilisations additionnelles dépassant le niveau de 104 millions \$ liées au projet des compteurs automatisés de la société. Dans sa décision, l'AUC a conclu que le plein montant du coût total prévu du projet de 126 millions \$ pourrait être inclus dans la base tarifaire et recouvré à même les tarifs facturés à la clientèle. L'incidence de la décision a été la comptabilisation de 3,5 millions \$ dans les produits à recevoir en 2011 et un actif réglementaire associé au 31 décembre 2011.
- En octobre 2010, la Central Alberta Rural Electrification Association (« CAREA ») a déposé une demande auprès de l'AUC afin d'obtenir un jugement déclaratoire, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, autorisant la CAREA à servir tout nouveau client qui désire obtenir de l'électricité aux fins d'utilisation sur sa propriété qui se situe dans un secteur de service de la CAREA, et faisant en sorte que FortisAlberta soit tenue de se limiter à servir uniquement les clients de ce secteur qui ne reçoivent pas de service de la CAREA. FortisAlberta est intervenue dans l'instance pour s'opposer à la demande de la CAREA. Une décision à cet égard devrait être rendue en 2012.
- En 2010, l'AUC a entrepris un processus de réforme de la réglementation sur les tarifs des entreprises de services publics de distribution en Alberta. L'AUC compte introduire des tarifs axés sur le rendement pour les services de distribution au début de 2013 pour une durée de cinq ans, en prenant 2012 comme année de base. En juillet 2011, FortisAlberta, conjointement avec d'autres entreprises de services publics de distribution régies par l'AUC, a soumis sa proposition de mécanisme de TAR à l'AUC. La proposition décrit le point de vue de la société quant à la manière dont le mécanisme de TAR devrait être mis en œuvre à FortisAlberta. Un processus d'audience devrait commencer en avril 2012 et une décision devrait être rendue au cours de 2012.
- En mars 2011, FortisAlberta a déposé sa demande générale de nouveaux tarifs de distribution pour 2012 et 2013. À la demande de FortisAlberta, l'AUC l'a autorisée à régler sa demande générale de nouveaux tarifs de distribution par la négociation, mais elle a spécifié que cette négociation ne s'applique qu'aux tarifs de 2012, compte tenu de son intention d'établir les tarifs selon un processus de TAR à compter de 2013. En novembre 2011, FortisAlberta a déposé un accord de règlement négocié portant sur les tarifs de distribution facturés aux clients en 2012. L'accord de règlement négocié propose une augmentation tarifaire moyenne d'environ 5 % avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012. La base tarifaire de mi-exercice prévue de FortisAlberta est de 2,0 milliards \$ pour 2012 et de 2,3 milliards \$ pour 2013. Les augmentations de tarifs demandées sont principalement attribuées aux investissements continus dans l'infrastructure énergétique, y compris l'augmentation de l'amortissement et des coûts de financement. En décembre 2011, l'AUC a approuvé une augmentation tarifaire provisoire d'environ 5 % avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, tenant compte des paramètres de l'accord de règlement négocié. La société a également demandé que les écarts de volumes soient inclus dans le compte de report des charges de l'AESO de FortisAlberta pour 2012, conformément à la structure de report en vigueur en 2011. Une décision à l'égard de l'accord de règlement négocié est attendue au premier semestre de 2012.
- En décembre 2011, l'AUC a publié sa décision générale relative à son instance générale sur le coût du capital pour 2011, qui établit un RCP autorisé de 8,75 % pour 2011 et 2012, et un RCP provisoire de 8,75 % pour 2013. La composante capitaux propres de la structure de capital de FortisAlberta demeure à 41 % et restera à ce niveau jusqu'à ce qu'une nouvelle ordonnance de l'AUC la modifie. L'AUC a conclu qu'elle ne retournera pas pour le moment à une méthode d'ajustement automatique du RCP fondée sur une formule et qu'elle introduira une instance au moment opportun pour établir un RCP autorisé définitif pour 2013 et pour réexaminer la question du retour à une méthode fondée sur une formule pour les périodes futures. Conjointement avec d'autres entreprises de services publics de distribution en Alberta, FortisAlberta a déposé une demande d'autorisation d'appel auprès de la Cour d'appel de l'Alberta, arguant au sujet de la décision sur le coût du capital que certaines décisions erronées ont été rendues par l'AUC à l'égard du partage des coûts pour les actifs sous-utilisés. En février 2012, FortisAlberta et d'autres entreprises de services publics ont déposé des demandes auprès de l'AUC pour que cette dernière réexamine et modifie ses décisions.

Newfoundland Power

- En décembre 2010, le PUB a approuvé la demande de Newfoundland Power : i) d'adopter la méthode de la comptabilité pour les coûts des régimes d'ACR, 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'ACR calculés selon les PCGR applicables 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 facturés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011, ce qui résulte surtout de l'approbation par le PUB de la demande de la société pour pouvoir modifier sa comptabilité à l'égard des coûts des régimes d'ACR, comme il est décrit plus haut, ce qui a été en partie contrebalancé par l'incidence de la diminution du RCP autorisé pour 2011.
- Le 1^{er} janvier 2011, les nouveaux arrangements relatifs aux structures de soutènement conclus avec Bell Aliant sont entrés en vigueur, y compris le rachat par Bell Aliant de 40 % de tous les poteaux à utilisation conjointe et l'infrastructure connexe de Newfoundland Power, représentant 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 louait de l'espace sur ces poteaux auprès de Newfoundland Power depuis 2001, et avait le droit contractuel de racheter 40 % de tous les poteaux à utilisation conjointe à la fin de l'APUCI. En 2010, Bell Aliant a exercé l'option de racheter ces poteaux auprès de Newfoundland Power. Les nouveaux arrangements relatifs aux structures de soutènement étaient assujettis à certaines conditions, notamment l'approbation par le PUB de la vente des poteaux à utilisation conjointe. Le PUB a émis une ordonnance approuvant la vente des poteaux à utilisation conjointe en septembre 2011. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011, Newfoundland Power ne reçoit plus de revenus de location des poteaux de Bell Aliant. Newfoundland Power était responsable de la construction et de l'entretien des structures de soutènement de Bell Aliant en 2011. Les nouveaux arrangements relatifs aux structures de soutènement n'a pas eu une incidence significative sur la capacité de Newfoundland Power de dégager un rendement raisonnable sur sa base tarifaire en 2011. En octobre 2011, Newfoundland Power a reçu de Bell Aliant un montant d'environ 46 millions \$, représentant le produit tiré de la vente de 40 % de ses poteaux à utilisation conjointe. Le produit de la vente a servi à rembourser des emprunts sur les facilités de crédit, et à verser un dividende spécial d'environ 30 millions \$ à Fortis afin de maintenir à 45 % la composante actions ordinaires de la structure du capital de Newfoundland Power. À la conclusion de la transaction avec Bell Aliant en janvier 2012, un montant d'environ 1 million \$ représentant l'ajustement du prix d'achat a été versé à Bell Aliant par Newfoundland Power. L'ajustement du prix d'achat reposait sur les résultats d'un dénombrement des poteaux effectué au quatrième trimestre de 2011.
- En octobre 2011, le PUB a approuvé la demande de Newfoundland Power sollicitant le report de certaines hausses de coûts prévues de 2,4 millions \$ en 2012, 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 décembre 2011, le PUB a approuvé la demande de Newfoundland Power relative à l'adoption des PCGR des États-Unis avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, aux fins des exigences réglementaires de présentation de l'information financière. En décembre 2011, le PUB a approuvé tel quel le budget d'investissement de Newfoundland Power pour 2012 qui s'établit à environ 77 millions \$. En novembre 2011, le RCP autorisé de Newfoundland Power pour 2012 a été établi à 7,85 % selon la formule d'ajustement automatique de RCP, soit une baisse par rapport au RCP de 8,38 % pour 2011. En décembre 2011, le PUB a approuvé une demande déposée par Newfoundland Power sollicitant la suspension de l'application de la formule d'ajustement automatique du RCP pour 2012 et la révision du coût du capital pour 2012. En conséquence, les tarifs actuellement facturés aux clients et le RCP autorisé de 8,38 % restent provisoirement en vigueur pour 2012. Le PUB devrait réaliser une étude approfondie du coût du capital en 2012. La base tarifaire de mi-exercice prévue de Newfoundland Power pour 2012 devrait s'établir à 879 millions \$. La société évalue actuellement la nécessité de déposer une demande tarifaire générale auprès du PUB afin de recouvrer la hausse des coûts en 2013.
Maritime Electric	<ul style="list-style-type: none"> En novembre 2010, Maritime Electric a conclu l'entente avec le gouvernement de l'Î.-P.-É. 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. assume la responsabilité du coût de l'énergie de remplacement différentielle et des coûts mensuels d'exploitation et de maintenance liés à la centrale nucléaire Pointe Lepreau (« Pointe Lepreau ») de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB »), à compter du 1^{er} mars 2011, jusqu'à ce que Pointe Lepreau soit complètement remise en état, ce qui devrait être chose faite à l'automne 2012. Le gouvernement de l'Î.-P.-É. finance ces coûts, qui seront recouverts auprès de la clientèle. Si 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 différentielle d'environ 47 millions \$ engagés par Maritime Electric au cours de la période de remise en état de Pointe Lepreau jusqu'à la fin de février 2011 ont été reportés. Les coûts reportés sont inclus dans la base tarifaire. Pour en savoir plus sur les obligations contractuelles de Maritime Electric à l'égard de Pointe Lepreau, se reporter à la rubrique « Obligations contractuelles » du présent rapport de gestion. La nature et l'échéancier du recouvrement des coûts reportés liés à Pointe Lepreau seront établis par la Commission de l'énergie de l'Î.-P.-É. (la « Commission de l'Î.-P.-É. »), qui a été créée en 2011 par le gouvernement de l'Î.-P.-É. Ayant autorité en vertu de la <i>Public Inquiries Act</i>, la Commission de l'énergie de l'Î.-P.-É. formée de cinq membres, dont deux coprésidents, a pour objectif d'examiner différents moyens de réduire de façon structurelle le coût de l'électricité à l'Î.-P.-É. et de stabiliser à long terme, et de fournir des conseils à cet égard. Dans la poursuite de cet objectif, la Commission sera chargée, entre autres choses, d'examiner et de formuler des recommandations sur la propriété et la gestion à long terme de l'électricité à l'Î.-P.-É. et de fournir conseils et recommandations quant au rôle futur de la PEI Energy Corporation, de l'IRAC (pour ce qui est de l'électricité) et de l'Office de l'efficacité énergétique. 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 recouverts auprès de la clientèle au cours d'une période qui sera établie par le gouvernement de l'Î.-P.-É. Par suite de l'entente, y compris l'incidence favorable sur les prix de l'électricité achetée du nouveau CAE sur cinq ans conclu entre Maritime Electric et Énergie NB, les tarifs d'électricité facturés à la clientèle ont été abaissés d'environ 14 %, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2011, reflétant une baisse dans le mécanisme d'ajustement du coût de l'énergie et de la composante tarifs de base des tarifs facturés à la clientèle. Un gel de deux ans des tarifs facturés à la clientèle a commencé après le rajustement tarifaire du 1^{er} mars 2011. Le RCP autorisé pour 2011 et 2012 est de 9,75 %, tel qu'il a été établi selon les conditions de l'entente. Maritime Electric compte déposer une demande auprès de l'IRAC à l'automne 2012 concernant les tarifs facturés aux clients et le RCP autorisé pour 2013.
FortisOntario	<ul style="list-style-type: none"> Pour les années exclues du nouveau calcul, les tarifs de distribution d'électricité facturés 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, comme il est prescrit par la CEO. En mars 2011, la CEO a publié les cibles d'inflation et d'efficacité applicables, ce qui a entraîné peu de changements dans les tarifs de distribution d'électricité de base facturés à la clientèle pour les activités d'exploitation de FortisOntario à Fort Erie, Gananoque et Port Colborne. En novembre 2010, la CEO a approuvé un accord de règlement négocié relatif à la demande de tarifs de distribution d'électricité facturés 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 la structure du capital de 40 %. L'incidence globale de la décision tarifaire de la CEO sur la facture d'électricité moyenne des clients a été une augmentation globale de 3,8 %, y compris les avenants et autres charges relatifs aux tarifs. La forme actuelle du mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération ne tiendra pas compte de la structure tarifaire imposée à la clientèle d'Algoma Power ni du programme de PTRE. Algoma Power a consulté les parties intervenantes afin de mettre au point une forme de mécanisme qui pourrait être utilisé 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 arimés aux variations moyennes des tarifs des autres entreprises de services publics d'électricité en Ontario. Le solde des besoins de revenus d'Algoma Power est recouvert dans le cadre du programme de PTRE. En septembre 2011, Algoma Power a déposé sa première demande d'établissement des tarifs de distribution d'électricité imposés aux clients aux termes du mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012. Le mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération maintient le RCP autorisé à 9,85 %. Algoma Power a proposé que les tarifs d'électricité et le financement en vertu du programme de PTRE soient indexés au moyen d'une formule de plafonnement des prix. En décembre 2011, la CEO a approuvé les tarifs courants facturés aux clients à titre de tarifs provisoires pour 2012 pour Algoma Power, en attendant une décision finale sur la demande tarifaire d'Algoma Power. Dans sa décision tarifaire de mars 2012, la CEO a approuvé un indice de plafonnement des prix de 2,81 % pour les clients assujettis à la capitalisation dans le cadre du programme de PTRE et de 0,38 % pour les clients qui ne le sont pas. La capitalisation dans le cadre du programme de PTRE pour 2012 a été établie à environ 11 millions \$. En avril 2011, FortisOntario a signifié à la ville de Port Colborne et à Port Colborne Hydro, par avis écrit irrévocable, son choix d'exercer son option d'achat prévue au contrat de location-exploitation en cours, au prix de l'option d'achat d'environ 7 millions \$ le 15 avril 2012. L'achat, soit la vente des actifs restants de Port Colborne Hydro à FortisOntario, est conditionnel à l'approbation de la CEO.

Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

Entreprise de services publics réglementés	Description sommaire
FortisOntario (suite)	<ul style="list-style-type: none"> En novembre 2011, la CEO a publié le coefficient d'inflation applicable de 1,7 % pour les demandes d'établissement de tarifs aux termes du mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération dont la date d'entrée en vigueur est le 1^{er} janvier 2012. En novembre 2011, FortisOntario a déposé une demande d'établissement de tarifs aux termes du mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération, avec prise d'effet le 1^{er} mai 2012, pour ses activités à Port Colborne et une demande similaire, mais harmonisée, pour ses activités de Fort Erie et Gananoque, avec prise d'effet le 1^{er} mai 2012. Le mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération maintient un RCP autorisé de 8,01 % pour 2012. FortisOntario entend déposer une demande à l'égard du coût du service en 2012 pour les tarifs de distribution d'électricité harmonisés de Fort Erie, Port Colborne et Gananoque, à compter du 1^{er} janvier 2013, en s'appuyant sur 2013 comme année témoin future. Le moment du dépôt de la demande à l'égard du coût du service correspond à la fin de la période où le mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération actuel s'applique à FortisOntario. En novembre 2011, la CEO a publié le RCP autorisé de 9,42 % pour 2012, calculé selon le mécanisme d'ajustement automatique du RCP. Ce RCP autorisé ne s'applique pas aux entreprises de services publics réglementés d'électricité en Ontario, sauf si elles prévoient déposer des demandes complètes à l'égard du coût du service. Par conséquent, ce RCP autorisé ne s'appliquera pas aux entreprises de services publics de FortisOntario en 2012.
Caribbean Utilities	<ul style="list-style-type: none"> En mars 2011, Caribbean Utilities a confirmé à l'ERA que le mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs, comme le prévoit la licence de transport et de distribution de la société, n'a entraîné aucun rajustement tarifaire en date du 1^{er} juin 2011. En mars 2011, l'ERA a approuvé un programme de gestion de la volatilité des prix du combustible pour l'entreprise de services publics. Ce programme vise à réduire l'impact de la volatilité de la charge pour le prix du combustible qui est transférée aux clients de Caribbean Utilities pour le combustible que celle-ci doit acheter pour fournir le service d'électricité. Le programme comporte des options d'achat qui ont pour effet de créer un prix plafond pour le combustible intégrant les primes prédéterminées dans les contrats. Il couvre actuellement 40 % de la consommation de combustible prévue. En juillet 2011, l'ERA a approuvé la demande de Caribbean Utilities relative à l'utilisation des PCGR des États-Unis aux fins des exigences réglementaires de présentation de l'information financière, à compter du 1^{er} janvier 2012. En mars 2011, l'ERA a approuvé des dépenses de 134 millions \$ US pour des installations autres que de production, demandées par Caribbean Utilities dans son plan d'investissement en immobilisations (« PII ») pour 2011–2015. Le solde de 85 millions \$ US du PII est lié à l'installation d'une nouvelle capacité de production, laquelle devrait être assujettie à un appel d'offres ouvert à la concurrence. En novembre 2011, Caribbean Utilities a présenté à l'ERA un certificat de nécessité pour deux nouvelles capacités de production de 18 MW chacune, l'une devant être installée en 2014, et l'autre, en 2015 ou en 2016, sous réserve de la croissance de la charge qui sera enregistrée au cours des deux prochaines années. L'ajout demandé d'une nouvelle capacité de production en 2014 est principalement fondé sur la mise hors service prochaine de plusieurs unités de production de Caribbean Utilities qui arrivent à la fin de leur vie utile. En réponse à la demande par la société d'une capacité de remplacement, l'ERA procédera, en 2012, à un appel d'offres ouvert à la concurrence, conformément aux licences de Caribbean Utilities, qui permettra à toutes les parties intéressées et qualifiées, y compris Caribbean Utilities, de présenter des offres pour fournir la capacité de production d'énergie garantie répondant aux besoins de la société. En décembre 2011, Caribbean Utilities a déposé son PII pour 2012–2016 totalisant environ 192 millions \$ US, y compris les dépenses en immobilisations de production. Le PII pour 2012–2016 tient compte du certificat de nécessité déposé auprès de l'ERA en novembre 2011 et dont il est fait mention précédemment. Une décision à l'égard du PII est attendue au cours du premier trimestre de 2012. En décembre 2011, Caribbean Utilities a lancé et complété un processus d'appel d'offres visant à obtenir une capacité de production d'énergie renouvelable non garantie de 13 MW. Il n'existe actuellement sur l'île Grand Caïman aucune source d'énergie renouvelable viable qui réponde aux exigences de fiabilité de Caribbean Utilities en matière d'énergie garantie; cependant, Caribbean Utilities estime que des tiers pourront construire et exploiter des centrales de production d'énergie renouvelable sur l'île Grand Caïman et lui vendre cette énergie à un prix concurrentiel par rapport à celui du diesel. Les CAE qui pourraient ainsi être conclus seront toutefois assujettis à l'examen et à l'approbation de l'ERA.
Fortis Turks and Caicos	<ul style="list-style-type: none"> En août 2011, Fortis Turks and Caicos a déposé auprès du gouvernement provisoire une demande de modification du tarif de l'électricité, selon laquelle une modification serait apportée à la structure tarifaire et une augmentation globale d'environ 6 % serait appliquée aux tarifs de base imposés aux clients des secteurs gouvernemental et commercial. Après une série de négociations, en février 2012, le gouvernement provisoire a approuvé une hausse de 26 % des tarifs d'électricité facturés aux grands hôtels, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2012. Une approche en deux étapes pour normaliser les tarifs au sein du territoire de service a aussi été approuvée. En outre, d'autres améliorations qualitatives ont aussi été apportées à la franchise, notamment : i) formulation améliorée de la réglementation sur les tarifs de l'électricité; ii) approbation de la hausse des seuils de consommation en kilowattheures (« kWh ») pour les moyens et grands hôtels; et iii) agrandissement du territoire de service. Un examen indépendant du cadre réglementaire du secteur de l'électricité dans les îles Turks et Caicos a été effectué au cours du troisième trimestre de 2011 au nom du gouvernement provisoire. L'objectif de l'examen était : i) d'évaluer l'efficacité administrative et économique du cadre réglementaire actuel; ii) d'évaluer les coûts et les tarifs actuels de l'électricité et ceux proposés sur les îles Turks et Caicos par rapport à ceux de services publics comparables dans la région et ailleurs dans le monde; iii) de faire des recommandations pour la révision du cadre réglementaire et de l'Electricity Ordinance; et iv) de faire des recommandations pour la mise en œuvre et l'application du cadre réglementaire révisé. En janvier 2012, Fortis Turks and Caicos a donné au gouvernement provisoire une réponse globale indiquant que la société appuie l'idée de réformes restreintes émanant d'ententes négociées, mais que ses licences actuelles doivent être respectées et ne peuvent être modifiées que par consentement mutuel. Plus particulièrement, Fortis Turks and Caicos appuierait des réformes qui renforceraient le rôle de l'autorité de réglementation dans le processus d'établissement des tarifs et qui seraient équitables pour tous les intervenants. Plus tôt en 2011, le gouvernement provisoire avait annoncé son intention d'instituer une taxe sur le carbone à compter de septembre 2011, laquelle serait applicable à Fortis Turks and Caicos, mais que la société pourrait bien ne pas pouvoir transférer à ses clients. À ce jour, aucune taxe sur le carbone n'a été instituée. Selon les modalités de l'entente avec le gouvernement des îles Turks et Caicos conclu lorsque Fortis Turks and Caicos a obtenu sa licence, la société est exonérée des taxes autres que les droits de douane lorsqu'ils sont applicables par la loi. En mars 2012, Fortis Turks and Caicos mettait l'accent, dans son dépôt réglementaire annuel pour 2011, sur le rendement de la société en 2011. Le dépôt comprenait, conformément à la licence de l'entreprise de services publics, les calculs de la base tarifaire de 166 millions \$ US pour 2011 et d'un manque à gagner cumulatif sur le bénéfice autorisé de 72 millions \$ US au 31 décembre 2011.

SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Le tableau qui suit présente les variations importantes ayant affecté les bilans consolidés entre le 31 décembre 2011 et le 31 décembre 2010.

Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2011 et le 31 décembre 2010

Compte du bilan	Augmentation/ (diminution) (en millions \$)	Explication
Actifs réglementaires à court et à long terme	100	L'augmentation s'explique surtout par une hausse dans le report : i) des impôts futurs; ii) des charges de l'AESO et des frais d'exploitation indirects reportés pour FortisAlberta; iii) et de divers frais pour les sociétés FortisBC Energy, comme le permet l'organisme de réglementation. Les augmentations mentionnées ci-dessus ont été en partie contrebalancées par la diminution de l'avenant de rajustement des produits de distribution à recevoir de 2010 à FortisAlberta puisqu'il a été recouvré dans les tarifs de 2011, et le report associé à la variation de la juste valeur marchande des dérivés sur le gaz naturel aux sociétés FortisBC Energy.
Stocks	(34)	La diminution s'explique par l'incidence d'une baisse des volumes de gaz stocké et du recul des prix du gaz naturel aux sociétés FortisBC Energy.
Actifs détenus en vue de la vente	(45)	La baisse découle de la vente de poteaux à utilisation conjointe de Newfoundland Power à Bell Aliant en octobre 2011.
Autres actifs	102	L'augmentation est attribuable à l'arrêt de la comptabilisation de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation en juin 2011, du fait de l'expropriation de la société par le gouvernement du Belize, et au classement dans les autres actifs à long terme de la valeur comptable de l'investissement précédent de la Société dans Belize Electricity, y compris des pertes de change nettes latentes reclassées de 17 millions \$.
Immobilisations de services publics	502	L'augmentation a trait essentiellement aux 1 086 millions \$ investis dans les réseaux d'électricité et de gaz et à l'effet de change créé par la conversion des immobilisations de services publics libellées en monnaie étrangère, partiellement contrebalancés par la dotation aux amortissements et les contributions de la clientèle au cours de 2011, et l'incidence de l'arrêt de la comptabilisation de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation en 2011.
Biens productifs	34	L'augmentation a trait essentiellement aux dépenses en immobilisations de 30 millions \$ et à l'acquisition de l'hôtel Hilton Suites Winnipeg Airport en octobre 2011 pour environ 25 millions \$, compensées en partie par la dotation aux amortissements pour 2011.
Actifs incorporels	17	L'augmentation a trait essentiellement aux dépenses en immobilisations de 58 millions \$, compensées en partie par la dotation aux amortissements pour 2011.
Emprunts à court terme	(199)	La diminution est attribuable au remboursement d'emprunts à court terme par FEI, Maritime Electric et Caribbean Utilities à même le produit de l'émission de titres de créance à long terme, et par FEVI à même le produit d'une injection de capitaux provenant de Fortis.
Créditeurs et charges à payer	(39)	La diminution est surtout imputable aux facteurs suivants : i) un paiement reporté de 49 millions \$ effectué en décembre 2011, en vertu d'une entente, lié à l'acquisition de FEVI par FHI en 2002; ii) la variation de la juste valeur marchande des dérivés sur gaz naturel pour les sociétés FortisBC Energy; iii) une diminution des montants à payer pour le gaz naturel acheté pour les sociétés FortisBC Energy en raison d'une baisse des volumes; et iv) l'incidence de l'arrêt de la comptabilisation de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation en 2011. Les diminutions ci-dessus ont été en partie contrebalancées par des créditeurs plus élevés associés aux projets de raccordement au réseau de transport et aux charges à payer pour FortisAlberta, et par des créditeurs plus élevés pour la société Waneta associés à l'Expansion Waneta.
Passifs réglementaires à court et à long terme	74	L'augmentation s'explique surtout par : i) un accroissement des reports pour les sociétés FortisBC Energy; ii) une augmentation du compte du mécanisme d'ajustement du coût de l'énergie pour Maritime Electric; et iii) une hausse de la provision pour les frais d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux pour FortisAlberta. La hausse des reports pour les sociétés FortisBC Energy est attribuable au compte de report de stabilisation tarifaire de FEVI, reflet des montants recouverts dans les tarifs facturés aux clients dépassant le coût de fourniture du service au cours de 2011, et au mécanisme de rajustement pour la stabilisation des produits de FEI, reflet de l'incidence sur les marges des volumes de gaz naturel consommés par les clients résidentiels et commerciaux en 2011 dépassant les volumes de gaz prévus. Les augmentations ci-dessus ont été partiellement contrebalancées par l'arrêt de la comptabilisation de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation en 2011.
Passifs d'impôts futurs à court et à long terme	55	L'augmentation découle des écarts fiscaux temporaires liés principalement aux dépenses en immobilisations pour les sociétés FortisBC Energy, FortisAlberta et FortisBC Electric.

Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2011 et le 31 décembre 2010 (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)	120	La hausse est liée aux titres de créance à long terme émis en 2011 et à l'effet de change attribuable à la conversion de la dette libellée en monnaie étrangère. L'émission de titres de créance à long terme comprend une émission de débentures d'un capital de 125 millions \$ par FortisAlberta, une émission de débentures d'un capital de 100 millions \$ par FEI, un placement de billets d'un capital de 52 millions \$ par FortisOntario, une émission d'obligations d'un capital de 30 millions \$ par Maritime Electric et un placement de billets d'un capital de 40 millions \$ US par Caribbean Utilities. Les hausses ci-dessus ont été contrebalancées en partie par le remboursement des emprunts sur les facilités de crédit consenties de la Société au moyen d'une tranche du produit provenant de l'émission de 341 millions \$ d'actions ordinaires, l'incidence de l'arrêt de la comptabilisation de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation en 2011, la conversion des débentures convertibles non garanties d'un capital de 40 millions \$ US de la Société en actions ordinaires et les remboursements réguliers sur la dette.
Capitaux propres	572	L'augmentation s'explique par l'émission de 341 millions \$ d'actions ordinaires en juin et en juillet 2011. Le reste de l'augmentation des capitaux propres est attribuable aux facteurs suivants : i) le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour l'exercice 2011, moins les dividendes sur actions ordinaires; ii) l'émission d'actions ordinaires dans le cadre des régimes de réinvestissement des dividendes et d'options sur actions de la Société; iii) la conversion des débentures convertibles non garanties d'un capital de 40 millions \$ US de la Société en actions ordinaires; et iv) le reclassement de pertes de change nettes latentes de 17 millions \$ liées à l'investissement précédent de la Société dans Belize Electricity, qui sont passées du cumul des autres éléments du résultat étendu aux autres actifs à long terme.
Participations ne donnant pas le contrôle	46	L'augmentation est attribuable aux avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle de 49 % dans la société Waneta, partiellement contrebalancées par l'incidence de l'arrêt de la comptabilisation de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation en 2011.

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 2011 par rapport à 2010. Il est suivi d'une analyse de la nature des écarts dans les flux de trésorerie par rapport à l'exercice précédent.

Sommaire des flux de trésorerie consolidés

Exercices clos les 31 décembre

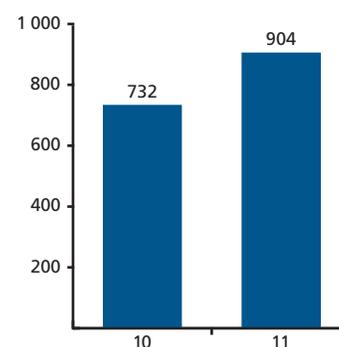
(en millions \$)

	2011	2010	Écart
Trésorerie au début de l'exercice	109	85	24
Flux de trésorerie liés à ce qui suit :			
Activités d'exploitation	904	732	172
Activités d'investissement	(1 125)	(991)	(134)
Activités de financement	201	283	(82)
Trésorerie à la fin de l'exercice	89	109	(20)

Activités d'exploitation : Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, après rajustements du fonds de roulement, en 2011, ont augmenté de 172 millions \$ par rapport à 2010. L'augmentation s'explique par des variations favorables du fonds de roulement et l'accroissement des bénéfices. Les variations favorables du fonds de roulement, principalement attribuables aux débiteurs, aux créiteurs et aux stocks, se rapportent surtout aux sociétés FortisBC Energy et à FortisAlberta.

Activités d'investissement : Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2011 ont augmenté de 134 millions \$ par rapport à 2010. L'augmentation est attribuable à une hausse des dépenses en immobilisations brutes et à un paiement reporté de 49 millions \$ effectué en décembre 2011, en vertu d'une entente, relatif à l'acquisition de FEVI par FHI en 2002. Le paiement reporté était auparavant classé dans les autres passifs à long terme. Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont également marqué une hausse en raison de l'acquisition de l'hôtel Hilton Suites Winnipeg Airport en 2011. Les hausses ci-dessus ont été partiellement contrebalancées par le produit plus élevé tiré de la vente d'immobilisations de services publics dans le cadre de la vente des poteaux à utilisation conjointe par Newfoundland Power en octobre 2011.

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



Rapport de gestion

En 2011, les dépenses en immobilisations brutes se sont élevées à 1 174 millions \$, soit 101 millions \$ de plus qu'en 2010. La hausse résulte surtout de l'augmentation des dépenses en immobilisations liées au projet de centrale Expansion Waneta non réglementée et de la hausse des dépenses en immobilisations à FortisAlberta, en partie neutralisées par la baisse des dépenses en immobilisations à FortisBC Electric.

Activités de financement : Les flux de trésorerie provenant des activités de financement en 2011 ont baissé de 82 millions \$ en regard de 2010, en raison : i) d'un produit moins élevé tiré de l'émission d'actions privilégiées; ii) d'un produit moins élevé tiré de l'émission de titres de créance à long terme; iii) des remboursements plus élevés faits sur les emprunts à court terme; iv) des remboursements plus élevés des emprunts faits sur les facilités de crédit confirmées qui sont classés à long terme; et v) de l'augmentation des dividendes sur les actions ordinaires, éléments en partie compensés par : i) le produit plus élevé tiré de l'émission d'actions ordinaires; ii) les remboursements moindres sur la dette à long terme; et iii) la hausse des avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle dans la société Waneta.

Le montant net des remboursements d'emprunts à court terme s'est établi à 198 millions \$ en 2011 comparativement à 56 millions \$ en 2010. L'augmentation du remboursement d'emprunts à court terme est attribuable aux sociétés FortisBC Energy, à Maritime Electric et à Caribbean Utilities.

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 2011, comparés à ceux de 2010, sont résumés 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 \$)

	2011	2010	Écart
Sociétés FortisBC Energy	100 ¹⁾	100 ²⁾	–
FortisAlberta	123 ³⁾	124 ⁴⁾	(1)
FortisBC Electric	–	99 ⁵⁾	(99)
Maritime Electric	30 ⁶⁾	–	30
FortisOntario	52 ⁷⁾	–	52
Caribbean Utilities	38 ⁸⁾	–	38
Siège social	–	200 ⁹⁾	(200)
Total	343	523	(180)

¹⁾ Émission par FEI en décembre 2011 de débetures non garanties à 4,25 %, 30 ans, d'un capital de 100 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts à court terme sur les facilités de crédit.

²⁾ Émission par FEVI 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.

³⁾ Émission en octobre 2011 de débetures non garanties à 4,54 %, 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.

⁴⁾ 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.

⁵⁾ 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.

⁶⁾ Émission en décembre 2011 d'obligations hypothécaires de premier rang garanties, à 4,915 %, 50 ans, d'un capital de 30 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts à court terme sur les facilités de crédit.

⁷⁾ Émission en décembre 2011 de billets non garantis à 5,118 %, 30 ans, d'un capital de 52 millions \$. Le produit net a servi au remboursement de prêts intersociétés avec Fortis, initialement souscrits pour soutenir l'acquisition d'Algoma Power en 2009.

⁸⁾ Émission de billets non garantis à 4,85 %, 15 ans, d'un capital de 15 millions \$ US, et de billets non garantis à 5,10 %, 20 ans, d'un capital de 25 millions \$ US. La première tranche de 30 millions \$ US a été émise en juin 2011 et la deuxième de 10 millions \$ US, en juillet 2011. Le produit net a été affecté au remboursement des versements exigibles sur la dette à long terme et des emprunts à court terme sur les facilités de crédit, et au financement des dépenses en immobilisations.

⁹⁾ 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 la facilité de crédit confirmée 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.

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

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2011	2010	Écart
Newfoundland Power	(5)	(5)	–
Maritime Electric	–	(15)	15
Caribbean Utilities	(15)	(15)	–
Fortis Properties	(8)	(59)	51
Siège social	–	(225) ¹⁾	225
Autres	(8)	(10)	2
Total	(36)	(329)	293

¹⁾ En avril 2010, FHI a racheté pour une contrepartie au comptant la totalité de ses 125 millions \$ de titres de capital à 8 % 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 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 \$)	2011	2010	Écart
FortisAlberta	6	1	5
FortisBC Electric	9	(35)	44
Newfoundland Power	5	1	4
Siège social	(165)	41	(206)
Total	(145)	8	(153)

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. De temps à autre, le produit tiré 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.

Des avances d'environ 84 millions \$ pour 2011 et 44 millions \$ pour 2010 ont été reçues des participations ne donnant pas le contrôle dans la société Waneta afin de financer les dépenses en immobilisations liées à l'Expansion Waneta.

En juin 2011, Fortis a émis aux termes d'un appel public à l'épargne 9,1 millions d'actions ordinaires pour un produit brut d'environ 300 millions \$. En juillet 2011, 1,2 million d'actions ordinaires additionnelles ont été émises auprès du public à l'exercice d'une option pour attribution excédentaire, dégageant un produit brut d'environ 41 millions \$. Le produit net total de l'émission d'actions ordinaires de 327 millions \$ a servi au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit et au financement des injections de capitaux propres dans les entreprises de services publics réglementés de l'Ouest canadien et le projet de centrale Expansion Waneta non réglementée afin de soutenir les investissements dans les infrastructures et pour les besoins généraux de la Société.

Fortis a également reçu un produit de 18 millions \$ en 2011 et un produit de 22 millions \$ en 2010, déduction faite des dividendes réinvestis dans des actions ordinaires, liés à l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de ses régimes d'options sur actions et d'achat d'actions.

En janvier 2010, Fortis a réalisé une offre publique de 10 millions d'actions privilégiées de premier rang, série H, d'un capital de 250 millions \$, 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 d'une injection de capitaux propres dans FEI.

Les dividendes sur actions ordinaires versés en 2011 ont totalisé 151 millions \$, déduction faite des 59 millions \$ de dividendes réinvestis, comparativement aux dividendes de 135 millions \$, déduction faite des 58 millions \$ de dividendes réinvestis, versés en 2010. L'augmentation des dividendes versés est attribuable à la hausse du dividende annuel versé par action ordinaire et à l'augmentation du nombre d'actions ordinaires en circulation. Le dividende versé par action ordinaire a été de 1,16 \$ en 2011, contre 1,12 \$ en 2010. En 2011, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a été de 181,6 millions, comparativement à 172,9 millions en 2010.

Obligations contractuelles

Le tableau qui suit présente, au 31 décembre 2011, les obligations contractuelles consolidées de la Société conclues avec des tiers externes pour les cinq prochains exercices et par la suite.

Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2011

(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⁾	5 788	103	791	440	4 454
Billet de la société Waneta ²⁾	72	–	–	–	72
Poste de transformation Brilliant (« PTB ») ³⁾	87	3	6	6	72
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz ⁴⁾	300	180	120	–	–
Obligations d'achat d'électricité					
FortisBC Electric ⁵⁾	2 430	47	85	81	2 217
FortisOntario ⁶⁾	413	48	99	103	163
Maritime Electric ⁷⁾	190	50	78	48	14
Coût en capital ⁸⁾	461	17	36	36	372
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés ⁹⁾	64	3	8	7	46
Location de bureaux – FortisBC Electric ¹⁰⁾	17	2	4	2	9
Obligations liées aux contrats de location-exploitation ¹¹⁾	152	26	33	32	61
Cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées ¹²⁾	58	26	28	2	2
Autres ¹³⁾	22	3	8	7	4
Total	10 054	508	1 296	764	7 486

- ¹⁾ Au cours des exercices antérieurs, FEVI a bénéficié de prêts sans intérêt du gouvernement fédéral et du gouvernement de la Colombie-Britannique, 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. 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 FEVI, tout comme la base tarifaire de FEVI employée pour établir les tarifs. Au 31 décembre 2011, 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 FEVI 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 obligations contractuelles ci-dessus. Toutefois, FEVI prévoit effectuer les versements suivants sur les prêts : 20 millions \$ en 2012, 4 millions \$ en 2013, 10 millions \$ en 2014, 10 millions \$ en 2014 et en 2015 et 5 millions \$ en 2016.
- ²⁾ Le remboursement devrait être effectué en 2020 et se rapporte à certains actifs incorporels et coûts de conception de projet acquis d'une société affiliée à CPC/CBT relatifs à la construction de l'Expansion Waneta.
- ³⁾ Le 15 juillet 2003, FortisBC Electric a entrepris l'exploitation du PTB en vertu d'une entente qui expirera en 2056 (à moins que la société n'y mette fin plus tôt en exerçant, en tout temps après la date anniversaire de l'entente en 2029, son droit de donner un préavis de résiliation de 36 mois). Le PTB est une propriété commune de CPC/CBT qui est utilisée par la société en son nom et au nom de CPC/CBT. L'entente prévoit que FortisBC Electric paiera à CPC/CBT une charge liée à la récupération du coût en capital du PTB et des frais d'exploitation connexes.
- ⁴⁾ Les obligations liées aux contrats d'achat de gaz se rapportent à divers contrats d'achat de gaz aux sociétés FortisBC Energy. Ces obligations sont basées sur les prix du marché, lesquels varient en fonction des indices des prix du gaz naturel. Les montants indiqués reflètent les prix des indices qui étaient en vigueur au 31 décembre 2011.
- ⁵⁾ Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC Electric comprennent le contrat d'achat d'électricité Brilliant (le « contrat BPPA »), le CAE conclu avec BC Hydro ainsi que les contrats d'achat de capacité conclus 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. La centrale Brilliant est la propriété de Brilliant Power Corporation (« BPC »), société détenue à parts égales par CPC/CBT. FortisBC Electric voit à l'exploitation et à la maintenance de la centrale Brilliant pour le compte de BPC qui lui verse des frais de gestion. Le contrat BPPA exige des versements fondés sur les coûts 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 clause de prise ferme fondée sur un cycle de cinq ans de renouvellement des exigences de capacité de production. Au cours de septembre 2010, FortisBC Electric a conclu un contrat d'achat de capacité auprès de Powerex, filiale en propriété exclusive de BC Hydro, pour des achats de capacité hivernale à prix fixe jusqu'en février 2016. En vertu du contrat, si FortisBC Electric a accès à de nouvelles ressources, comme des projets d'immobilisations ou des projets contractuels, avant l'expiration du contrat, elle 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. De plus, en novembre 2011, FortisBC Electric a conclu un deuxième contrat auprès de Powerex pour des achats de capacité hivernale à prix fixe jusqu'en mars 2012.
- En novembre 2011, FortisBC Electric a signé l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta (l'« ECEW »). La BCUC a d'abord accepté le dépôt de l'ECEW en septembre 2010, laquelle permet à FortisBC Electric d'acheter de la capacité sur une période de 40 ans dès que l'Expansion Waneta sera terminée, soit au printemps 2015. Le montant total que FortisBC Electric devra verser à la société Waneta sur la durée de l'ECEW est estimé à environ 2,9 milliards \$. La version signée de l'ECEW a été soumise à la BCUC en novembre 2011. La BCUC sollicitera les observations du public afin de déterminer la pertinence d'amorcer un autre processus public relativement à l'acceptation par la BCUC du dépôt de l'ECEW signée. Le montant n'a pas été inclus dans le tableau des obligations contractuelles ci-dessus, car il doit être payé par FortisBC Electric à une partie liée et une telle opération entre parties liées serait éliminée à la consolidation avec Fortis.
- ⁶⁾ 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 d'énergie et de capacité, et la fourniture d'au moins 300 GWh d'énergie par année de contrat. Les deux contrats arrivent à échéance en décembre 2019.
- ⁷⁾ Maritime Electric détient deux contrats d'achat ferme d'énergie ou de capacité. 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 Pointe Lepreau. L'autre contrat d'achat ferme, qui vise à permettre à Maritime Electric de réserver 30 MW de capacité de transport vers les États-Unis sur une ligne internationale de transport d'électricité, viendra à échéance en novembre 2032.

⁸⁾ Maritime Electric a droit à environ 4,7 % de la production de Pointe Lepreau pendant la durée de vie de celle-ci. Dans le cadre de sa convention de participation, Maritime Electric doit payer sa part du coût en capital et des charges d'exploitation de la centrale, lesquels ont été inclus dans le tableau ci-dessus. Cependant, dans le cadre de l'entente sur l'énergie avec le gouvernement de l'Î.-P.-É., le gouvernement de l'Î.-P.-É. est responsable du paiement des coûts mensuels d'exploitation et de maintenance liés à Pointe Lepreau, 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.

⁹⁾ 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 la convention prévoient qu'elle demeurera en vigueur jusqu'à ce que FortisAlberta ne soit plus raccordée à ce réseau de transport. En raison de la durée indéfinie de cette convention, le calcul des paiements futurs après 2016 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.

¹⁰⁾ Le 29 septembre 1993, FortisBC Electric 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 Electric a des options de rachat vers la 20^e année et la 28^e année du bail.

¹¹⁾ Les obligations liées aux contrats de location-exploitation portent sur la location de bureaux, d'entrepôts, d'actifs de transport et distribution de gaz naturel, de véhicules et de matériel. Ces obligations comprennent également les obligations liées aux contrats de location-exploitation, jusqu'en avril 2012, relatives aux actifs de distribution d'électricité de Port Colborne Hydro, ainsi qu'un montant de 7 millions \$ à l'égard du choix exercé en vertu du contrat de location-exploitation d'acheter les actifs restants de Port Colborne Hydro en avril 2012.

¹²⁾ 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 2011 – Newfoundland Power

31 décembre 2012 – Sociétés FortisBC Energy (régimes des employés non syndiqués)

31 décembre 2013 – Sociétés FortisBC Energy (régimes des employés syndiqués)

31 décembre 2013 – FortisBC Electric

¹³⁾ Les autres obligations contractuelles comprennent notamment les obligations liées aux contrats de location-acquisition, les contrats de location de bâtiment, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et un engagement d'achat d'un câble de télécommunications à fibres optiques à FortisBC Electric.

Autres obligations contractuelles : Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont tenues de fournir le service aux clients sur leurs territoires de service respectifs. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés découlent en grande partie de la nécessité de maintenir et d'améliorer le rendement, la fiabilité et la sécurité des réseaux de gaz et d'électricité, et de répondre aux besoins d'une clientèle en croissance. Le programme consolidé d'investissement brut de la Société, y compris dans ses secteurs non réglementés, devrait comporter pour 2012 près de 1,3 milliard \$ de dépenses en immobilisations, qui ne figurent pas dans le tableau des obligations contractuelles 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 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 2011, aucune partie n'avait présenté d'avis de résiliation. Ainsi, le contrat est automatiquement renouvelé jusqu'en mai 2012. La quantité de combustible à acheter en vertu du contrat pour 2012 est d'environ 10 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 l'entretien 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 s'assurer d'un accès aux capitaux, la Société cherche à maintenir une structure du capital à long terme consolidée composée d'environ 40 % de capitaux propres, y compris des actions privilégiées, et d'environ 60 % de titres de créance, ainsi qu'à conserver des notes de solvabilité de première qualité. Chaque entreprise de services publics réglementés de la Société maintient la structure du capital qui lui est propre et qui est conforme à la structure du capital réputée qui est reflétée dans les tarifs imposés à la clientèle.

Le tableau ci-dessous présente une comparaison de la structure du capital consolidée de Fortis au 31 décembre 2011 avec la structure du capital consolidée au 31 décembre 2010.

Structure du capital	2011		2010	
	(en millions \$)	(%)	(en millions \$)	(%)
Aux 31 décembre				
Total de la dette et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (déduction faite de la trésorerie) ¹⁾	5 855	55,0	5 914	58,4
Actions privilégiées ²⁾	912	8,6	912	9,0
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	3 877	36,4	3 305	32,6
Total ³⁾	10 644	100,0	10 131	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.

L'amélioration de la structure du capital est attribuable à l'émission, en juin et juillet 2011, d'environ 341 millions \$ d'actions ordinaires, conjuguée à l'émission d'actions ordinaires effectuée dans le cadre des régimes de réinvestissement des dividendes et d'options sur actions de la Société, à la conversion de 40 millions \$ US de débentures en actions ordinaires et au reclassement, dans les autres actifs à long terme, des pertes de change latentes nettes relatives à l'investissement antérieur de la Société dans Belize Electricity. Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, déduction faite des dividendes, combiné à la diminution générale du total de la dette, a aussi contribué à cette amélioration. Une partie du produit tiré de l'émission d'actions ordinaires a été utilisée en 2011 pour rembourser les emprunts sur les facilités de crédit.

Notes de crédit

Au 31 décembre 2011, les notes de crédit de la Société se présentaient comme suit :

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

Les notes de crédit ci-dessus reflètent le profil de faible risque commercial de la Société et la diversité de ses activités, la nature autonome et la séparation financière de chacune des filiales réglementées de Fortis, l'engagement de la direction à maintenir de faibles niveaux d'endettement au niveau de la société de portefeuille, les paramètres de crédit raisonnables de la Société, et la capacité établie et les efforts soutenus de cette dernière pour faire l'acquisition et l'intégration d'entreprises de services publics réglementés stables, financées de manière prudente. Au cours du troisième trimestre de 2011, DBRS a maintenu sa note de crédit actuelle pour les titres de créance de la Société, soit A (bas). S&P devrait terminer son examen annuel de la note des titres de créance de la Société au premier trimestre de 2012. En février 2012, après que Fortis a annoncé avoir conclu une entente portant sur l'acquisition de toutes les actions de CH Energy Group, Inc. (« CH Energy Group ») pour 1,5 milliard \$ US, y compris la prise en charge d'une dette de 500 millions \$ US, DBRS a placé la note de crédit de la Société sous surveillance avec perspective évolutive. De la même façon, Standard & Poor's a mis la note de crédit de la Société sous surveillance avec perspective négative. Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Événement postérieur à la date du bilan » du présent rapport de gestion.

Programme d'investissement

Il est nécessaire de procéder à des investissements dans les infrastructures pour maintenir et améliorer le rendement, la fiabilité et la sécurité des réseaux de gaz et d'électricité, et répondre aux besoins d'une clientèle en croissance. Tous les coûts considérés comme des coûts d'entretien 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 2011, environ 98 millions \$ ont été engagés pour des travaux de maintenance et de réparation, comparativement à environ 96 millions \$ en 2010.

En 2011, les dépenses en immobilisations consolidées brutes ont été d'environ 1,2 milliard \$. Le tableau qui suit présente une ventilation des dépenses en immobilisations consolidées brutes par secteur et par catégorie d'actifs pour 2011.

Dépenses en immobilisations consolidées brutes ¹⁾

Exercice clos le 31 décembre 2011

(en millions)	Sociétés		FortisBC Electric	Newfoundland Power	Autres entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada	Total – entreprises de services publics réglementés au Canada	Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	Entreprises de services publics non réglementés ³⁾	Fortis Properties	Total
	FortisBC Energy	Fortis Alberta ²⁾								
Production	–	–	18	10	2	30	32	172	–	234
Transport	73	–	26	6	3	108	1	–	–	109
Distribution	103	279	26	56	38	502	26	–	–	528
Installations, matériel, véhicules et autres	61	122	27	4	1	215	11	2	30	258
Technologies de l'information	16	15	5	5	3	44	1	–	–	45
Total	253	416	102	81	47	899	71	174	30	1 174

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 entreprises de services publics dont les dépenses de ce type étaient admises dans la base tarifaire de 2011.

²⁾ Comprennent les paiements versés à l'AESO relatifs aux projets d'investissements liés au 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 2011 se sont établies à 1 174 millions \$, soit une baisse de 38 millions \$ par rapport aux 1 212 millions \$ prévus pour 2011, comme il est indiqué dans le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2010. 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 changer et entraîner un écart entre les dépenses réelles et les dépenses prévues. Les dépenses en immobilisations ont été inférieures aux prévisions notamment pour les raisons suivantes : i) le report à 2012 de certaines dépenses en immobilisations prévues en 2011 et de divers projets d'immobilisations de petite envergure jugés non nécessaires aux sociétés FortisBC Energy; ii) l'abandon de l'application de la méthode de la consolidation pour comptabiliser Belize Electricity à compter de juin 2011; et iii) le report à 2012 de dépenses en immobilisations prévues en 2011, concernant le calendrier des paiements liés à l'Expansion Waneta.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2012 devraient avoisiner 1,3 milliard \$. Le tableau qui suit présente une ventilation des dépenses en immobilisations consolidées brutes prévues par secteur et par catégorie d'actifs pour 2012.

Dépenses en immobilisations consolidées brutes prévues ¹⁾

Exercice prenant fin le 31 décembre 2012

(en millions)	Sociétés		FortisBC Electric	Newfoundland Power	Autres entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada	Total – entreprises de services publics réglementés au Canada	Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	Entreprises de services publics non réglementés ³⁾	Fortis Properties	Total
	FortisBC Energy	Fortis Alberta ²⁾								
Production	–	–	10	12	3	25	21	255	–	301
Transport	68	–	38	6	9	121	1	–	–	122
Distribution	110	252	34	55	43	494	25	–	–	519
Installations, matériel, véhicules et autres	46	149	23	5	3	226	6	1	63	296
Technologies de l'information	20	18	6	4	3	51	2	–	–	53
Total	244	419	111	82	61	917	55	256	63	1 291

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 entreprises de services publics dont les dépenses de ce type sont admises dans la base tarifaire de 2012.

²⁾ Comprennent les paiements prévus à verser à l'AESO relatifs aux projets d'investissements liés au transport.

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

Rapport de gestion

La répartition en pourcentage des dépenses en immobilisations consolidées brutes, réelles pour 2011 et prévues pour 2012, entre la croissance, le maintien et les autres utilisations se présente comme suit :

Dépenses en immobilisations consolidées brutes

Exercice prenant fin les 31 décembre

(%)	Coûts réels 2011	Coûts prévus 2012
Croissance	44	40
Maintien ¹⁾	30	33
Autres utilisations ²⁾	26	27
Total	100	100

¹⁾ Dépenses en immobilisations nécessaires au maintien et à l'amélioration du rendement, de la fiabilité et de 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 à d'autres actifs, notamment aux dépenses en immobilisations relatives aux projets d'investissement de l'AESO dans le transport à FortisAlberta et au projet d'amélioration du service à la clientèle à FEI.

Le tableau qui suit présente un sommaire des principaux projets d'investissement de 2011 et 2012.

Principaux projets d'investissement ¹⁾

(en millions \$)		Avant 2011	Coûts réels 2011	Coûts prévus 2012	Coûts prévus d'achèvement après 2012	Année prévue d'achèvement
Sociétés	Nature du projet					
Sociétés	Installation de stockage de GNL – île de Vancouver	176	34	2 ²⁾	–	2011
FortisBC	Projet d'amélioration du service à la clientèle	29	51	30	–	2012
Energy	Projet de restauration de la rive sud du bras sud du fleuve Fraser	21	11	4 ²⁾	–	2011
FortisAlberta	Projet de compteurs automatisés	112	11	3 ²⁾	–	2011
	Programme de gestion des poteaux	60	28	27	220	2019
FortisBC	Projet de renforcement de la ligne de transport de l'Okanagan	86	14	5 ²⁾	–	2011
Electric	Programme de mise à niveau et de prolongation de la durée de vie des actifs de production	17	15	3	–	2012
	Projet de conformité en matière de protection de l'environnement	–	2	11	15	2014
Fortis Turks and Caicos	Trois nouvelles unités de production alimentées au diesel de 9 MW	15	6	–	8	2014
Société Waneta	Expansion Waneta ³⁾	75	169	254	359	2015
Fortis Properties	Immeuble de bureaux – St. John's	–	8	32	7	2013

¹⁾ Se rapportent aux dépenses en immobilisations, aux biens productifs et aux actifs incorporels des entreprises de services publics, conjugués aux intérêts capitalisés et à la composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, le cas échéant.

²⁾ Coûts du projet qui devront être engagés en 2012 suivant la date de mise en service en 2011.

³⁾ Excluent les intérêts capitalisés prévus des partenaires de la Société, CPC/CBT, dans la société Waneta.

La construction par FEVI de l'installation de stockage de 1,5 milliard de pieds cubes de GNL, au coût estimatif de 212 millions \$, à Mount Hayes sur l'île de Vancouver, a été terminée au deuxième trimestre de 2011 et l'installation a été mise en service à la fin de 2011. L'installation de stockage offre un moyen sûr et à prix compétitif de stocker du gaz à proximité des clients tout en réduisant la dépendance à l'égard d'installations de stockage situées hors de la province. L'installation offre une plus grande flexibilité pour répondre aux besoins des clients pendant l'hiver lorsque la demande pour le gaz naturel est maximale et pour faire face aux interruptions prévues et imprévues du réseau.

Le projet d'amélioration des services clients de FEI, dont le coût total estimatif est de 110 millions \$, a atteint l'étape de l'entrée en service en janvier 2012. La société estime qu'environ 30 millions \$ du coût du projet seront décaissés au premier semestre de 2012 pour régler les derniers paiements dus aux sous-traitants, et que le coût total du projet sera inférieur au montant budgété. Le projet a comporté l'internalisation d'éléments essentiels des services clients de FEI, notamment deux centres d'appels et les services de facturation appartenant à la société, et la mise en place d'un nouveau système d'information clients. La BCUC a approuvé le projet sous réserve de l'acceptation par la société d'une condition de partage des risques liés aux coûts, selon laquelle FEI a accepté de partager également avec sa clientèle tous les coûts ou toutes les économies excédant un écart positif ou négatif de 10 % par rapport au coût total approuvé du projet.

Le projet de restauration de la rive sud du bras sud du fleuve Fraser a nécessité l'installation et le remplacement de traversées submergées du pipeline qui comportaient 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 a été achevé par la suite et est entré en service en 2011 plutôt qu'en 2010, comme il était initialement prévu, pour un coût total estimatif d'environ 36 millions \$.

Rapport de gestion

Au cours du premier trimestre de 2011, FortisAlberta a pratiquement terminé son projet de compteurs automatisés au coût de 126 millions \$, qui consistait à remplacer environ 477 000 compteurs traditionnels.

Au cours de 2011, FortisAlberta a poursuivi le remplacement d'anciens poteaux en vertu de son programme de gestion de poteaux, lequel vise le remplacement de 96 000 poteaux au total, afin de prévenir tout risque de défaillance du fait de leur âge. Le coût en capital total du programme jusqu'en 2019 devrait maintenant être d'environ 335 millions \$, une augmentation par rapport au montant prévu de 283 millions \$ au 31 décembre 2010. Cette augmentation découle surtout d'une révision à la hausse des coûts estimatifs de la main-d'œuvre et du matériel prévus plus tard au cours du programme et d'une modification de la portée du programme pour y inclure la reconstruction de lignes mineures.

Au cours de l'automne 2011, FortisBC Electric a pratiquement achevé son projet de renforcement de la ligne de transport d'Okanagan au coût de 105 millions \$. Le projet visait la mise à niveau de la ligne de transport aérienne existante reliant Penticton et le lac Vaseux, près d'Oliver, qui passera d'une ligne de 161 kilovolts (« kV ») à une ligne à double circuit de 230 kV, de même que la construction d'une nouvelle sous-station de 230 kV dans la région d'Oliver.

Depuis 1998, les centrales hydroélectriques de FortisBC Electric ont fait l'objet d'un programme de mise à niveau et de prolongation de la durée de vie. Le matériel nouvellement installé rehaussera la fiabilité et l'efficacité, alors que l'utilisation de composantes standard réduira les dépenses futures de maintenance et en immobilisations. Environ 15 millions \$ ont été investis dans ce programme en 2011 et un montant résiduel de 3 millions \$ devrait être engagé en 2012.

Le projet de conformité en matière de protection de l'environnement à FortisBC Electric se rapporte aux travaux requis afin d'assurer la conformité du matériel de la sous-station de la société au Règlement sur les BPC (SOR/2008-273) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* d'ici 2014. On estime que le projet coûtera environ 28 millions \$ jusqu'en 2014. L'approbation réglementaire a été obtenue pour les coûts de 2011, mais les coûts résiduels sont sous réserve de l'approbation de la BCUC.

Fortis Turks and Caicos a une entente avec un fournisseur pour l'achat de deux unités de production alimentées au diesel, chacune d'une capacité de 9 MW. Les unités ont été livrées en 2010 et 2011. Dans l'hypothèse où la demande exigerait une capacité de production additionnelle en 2014, la livraison d'une autre unité de 9 MW est prévue, au coût estimatif d'environ 8 millions \$ (8 millions \$ US). L'entente visant l'unité additionnelle n'a pas encore été officialisée et dépend de l'évolution de la demande future.

La construction de l'Expansion Waneta de 335 MW au coût de 900 millions \$, en partenariat avec CPC/CBT, va bon train et respecte l'échéancier. Fortis, qui a une participation de 51 % dans la société Waneta, exploitera et maintiendra l'investissement non réglementé lorsque la centrale démarrera ses activités, soit au printemps 2015. Les principales activités de construction sur le site comprennent l'achèvement des travaux d'excavation de la prise d'eau, de la centrale et des galeries d'amenée. Environ 244 millions \$ ont été dépensés dans l'Expansion Waneta depuis le début de la construction à la fin de 2010. 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. L'énergie, environ 630 GWh, et la capacité requise pour la production de cette énergie pour l'Expansion Waneta seront vendues à BC Hydro dans le cadre d'un accord à long terme d'achat d'énergie électrique. L'excédent de capacité, à hauteur de 234 MW sur une base annuelle moyenne, devrait être vendu à FortisBC Electric dans le cadre d'un contrat d'achat de capacité à long terme. Le coût en capital de l'Expansion Waneta, comme il est indiqué dans le tableau des principaux projets d'investissement ci-dessus, comprend les intérêts capitalisés de Fortis pendant la construction et un paiement de 72 millions \$ qui devrait être effectué en 2020 relativement à certains actifs incorporels et coûts de conception de projet antérieurement engagés par CPC/CBT. Le tableau ci-dessus exclut les intérêts capitalisés prévus de CPC/CBT, les partenaires de la Société.

En août 2011, Fortis Properties a reçu l'approbation de l'administration municipale pour la construction d'un immeuble de bureaux de douze étages au centre-ville de St. John's, à Terre-Neuve-et-Labrador, au coût de 47 millions \$. L'immeuble comprendra 152 000 pieds carrés de locaux pour bureaux de catégorie A et 261 espaces de stationnement. La construction devrait être achevée au deuxième semestre de 2013.

Au cours des cinq prochains exercices, de 2012 à 2016, les dépenses en immobilisations consolidées brutes devraient avoisiner les 5,5 milliards \$. Environ 64 % des dépenses en immobilisations devraient être engagées par les entreprises de services publics réglementés d'électricité, principalement FortisAlberta et FortisBC Electric. Environ 23 % des dépenses en immobilisations devraient être engagées par les entreprises de services publics réglementés de gaz et environ 13 %, par les entreprises de services non réglementés. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés sont soumises à l'approbation des organismes de réglementation. Sur la période de cinq ans, selon une moyenne annuelle, 39 % des dépenses en immobilisations des entreprises de services publics devraient être engagées pour répondre à la croissance de la clientèle, 38 % pour maintenir et améliorer le rendement, la fiabilité et la sécurité des actifs de production, de transport et de distribution (c.-à-d. les investissements de maintien), et 23 % pour les installations, le matériel, les véhicules, les technologies de l'information et d'autres actifs.

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 et de verser des dividendes sur ses actions ordinaires et privilégiées est tributaire des résultats financiers des filiales d'exploitation et des paiements au comptant connexes provenant de ces filiales. Certaines filiales réglementées pourraient 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 la Société 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 2012.

La direction prévoit que les échéances et les remboursements de la dette à long terme consolidée se chiffreront à 103 millions \$ en 2012 pour une moyenne annuelle d'environ 270 millions \$ au cours des cinq prochains exercices. Ensemble, 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. Pour en savoir plus sur le risque lié aux sources de financement et à la situation de trésorerie, se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Risque lié aux sources de financement et à la situation de trésorerie » du présent rapport de gestion.

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 56 millions \$ au 31 décembre 2011 (58 millions \$ au 31 décembre 2010). Les prêteurs n'ont pas exigé de 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 « Tendances et risques principaux – Actifs expropriés » du présent rapport de gestion.

Sauf pour ce qui est de la dette à la société Exploits, comme il est décrit ci-dessus, au 31 décembre 2011, Fortis et ses filiales respectaient les clauses restrictives de leur dette et devraient continuer de le faire en 2012.

Facilités de crédit

Au 31 décembre 2011, la Société et ses filiales disposaient de facilités de crédit consolidées d'environ 2,2 milliards \$, dont environ 1,9 milliard \$ étaient inutilisés, y compris la facilité de crédit confirmée inutilisée de 800 millions \$ de la Société. Les facilités de crédit sont pour la plupart conclues auprès des sept plus grandes banques canadiennes, aucune banque ne détenant plus de 20 % de ces facilités. Une tranche d'environ 2,1 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2012 et 2015.

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 pas avoir d'incidence importante sur les résultats financiers consolidés de la Société en 2012.

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

Facilités de crédit	Siège social et autres	Entreprises de services publics réglementés	Fortis Properties	Total au 31 décembre 2011	Total au 31 décembre 2010
<i>(en millions \$)</i>					
Total des facilités de crédit	845	1 390	13	2 248	2 109
Facilités de crédit utilisées :					
Emprunts à court terme	–	(157)	(2)	(159)	(358)
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an)	–	(74)	–	(74)	(218)
Lettres de crédit en cours	(1)	(65)	–	(66)	(124)
Facilités de crédit inutilisées	844	1 094	11	1 949	1 409

Rapport de gestion

Aux 31 décembre 2011 et 2010, 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.

Les variations importantes du total des facilités de crédit entre le 31 décembre 2010 et le 31 décembre 2011 sont décrites ci-après. La nature et les modalités des facilités de crédit en cours au 31 décembre 2011 sont détaillées à la note 29 afférente aux états financiers consolidés de 2011 de la Société.

En février 2011, Maritime Electric a renouvelé sa facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie et a l'a fait passer de 60 millions \$ à 50 millions \$. En février 2012, Maritime Electric a renouvelé sa facilité de crédit pour une autre période de deux ans.

En avril 2011, FortisBC Electric a renégocié et modifié sa convention de facilité de crédit, ce qui a donné lieu à une prolongation de la durée de la facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$ de la société, dont une tranche de 100 millions \$ vient maintenant à échéance en mai 2014 et une tranche de 50 millions \$, en mai 2012.

En avril 2011, FHI a reporté la date d'échéance de sa facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 30 millions \$ à mai 2012.

En juin 2011, Newfoundland Power a renégocié et modifié sa facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 100 millions \$, obtenant le report de l'échéance de la facilité d'août 2013 à août 2015. La convention de facilité de crédit modifiée reflète une baisse de prix mais, autrement, contient essentiellement les mêmes modalités que la convention précédente.

En août 2011, la Société a renégocié et modifié sa facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie : le montant disponible selon la facilité a été augmenté, passant de 600 millions \$ à 800 millions \$, et la date d'échéance de la facilité a été reportée, passant de mai 2012 à juillet 2015. En tout temps avant l'échéance, la Société peut déposer un préavis écrit pour augmenter le montant disponible aux termes de la facilité et le faire passer à 1 milliard \$. La convention de facilité de crédit modifiée reflète une augmentation de prix mais, autrement, contient essentiellement les mêmes modalités que la convention précédente.

En septembre 2011, FortisAlberta a modifié sa facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie : le montant disponible selon la facilité a été augmenté, passant de 200 millions \$ à 250 millions \$, et la date d'échéance de la facilité a été reportée, passant de mai 2012 à septembre 2015. La convention de facilité de crédit modifiée reflète une augmentation de prix.

En novembre 2011, FEVI a renégocié et modifié sa facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie, faisant passer le montant disponible selon la facilité de 300 millions \$ à 200 millions \$ et la date d'échéance de la facilité, de mai 2012 à décembre 2013. La convention de facilité de crédit modifiée reflète une baisse de prix mais, autrement, contient essentiellement les mêmes modalités que la convention précédente.

ARRANGEMENTS HORS BILAN

Au 31 décembre 2011, la Société n'avait aucun arrangement hors bilan, à l'exception de lettres de crédit en cours de 66 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 2011, environ 93 % (93 % en 2010) des produits d'exploitation de la Société ont été tirés des activités de services publics réglementés et environ 89 % 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 en 2011 (87 % en 2010). Au 31 décembre 2011, les actifs de services publics réglementés représentaient environ 91 % du total de l'actif de Fortis (92 % au 31 décembre 2010). Les entreprises de services publics réglementés de la Société exercent principalement leurs activités selon une méthode fondée sur le coût du service. Les entreprises de services publics sont confrontées aux mêmes incertitudes que 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 des 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 de 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 recouvrable dans les tarifs facturés à la clientèle.

Dans le cadre du processus réglementaire, les organismes de réglementation approuvent le RCP autorisé et la structure du capital réputée des entreprises de services publics. Un traitement réglementaire équitable qui permet aux entreprises de services publics de bénéficier d'un taux de rendement équitable rajusté en fonction des risques qui soit comparable à celui que peuvent offrir d'autres placements comportant des risques similaires est indispensable au maintien de la qualité du service, ainsi que pour l'attrait des capitaux et la croissance continue.

Les demandes de tarifs qui reflètent le coût du service et établissent les besoins de revenus peuvent faire l'objet de procédures de règlement négocié. En l'absence de règlement négocié, les demandes de tarifs peuvent se faire dans le cadre d'un processus d'audiences publiques. Rien ne garantit que les ordonnances tarifaires délivrées ou les règlements négociés approuvés par les organismes de réglementation permettront aux entreprises de services publics réglementés de recouvrer tous les coûts effectivement engagés et de dégager les taux de rendement prévus ou justes, ou d'incorporer ces coûts à l'actif de manière appropriée.

Le défaut d'obtenir des tarifs ou un RCP et une structure du capital appropriés selon la demande tarifaire déposée pourrait avoir une incidence négative sur les affaires de ces entreprises de services publics réglementés, sur la mise en chantier ou l'échéancier des projets d'investissement, de mise à niveau ou d'agrandissement proposés, 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. En outre, rien ne garantit que les entreprises de services publics réglementés recevront les décisions réglementaires en temps opportun; il se pourrait donc qu'elles aient à engager des coûts avant d'obtenir une approbation de leurs besoins de revenus.

En tant que propriétaire d'un réseau de distribution d'électricité en vertu de la *Electric Utilities Act* (Alberta) (la « Loi EUA »), FortisAlberta a l'obligation d'agir ou d'autoriser une partie remplaçante à agir en tant que fournisseur de services d'électricité, y compris pour la vente d'électricité, auprès des abonnés admissibles selon un tarif réglementé et de nommer un détaillant en tant que fournisseur par défaut pour offrir des services d'électricité aux abonnés par ailleurs dans l'impossibilité d'obtenir ces services. Pour demeurer uniquement une entreprise de services publics de distribution, FortisAlberta a nommé EPCOR Energy Services (Alberta) Inc. (« EPCOR ») comme son fournisseur à tarif réglementé. Par suite de cette nomination, EPCOR a pris en charge tous les droits et obligations de FortisAlberta à l'égard de ces services. Dans l'éventualité peu probable où EPCOR ne peut pas ou ne veut pas agir en tant que fournisseur à tarif réglementé ou fournisseur par défaut et qu'aucune autre partie ne désire agir à ce titre, FortisAlberta aurait l'obligation, en vertu de la Loi EUA, d'agir en qualité de fournisseur de services d'électricité auprès des abonnés admissibles dans le cadre d'un tarif réglementé ou de fournir des services d'électricité aux abonnés par ailleurs incapables d'obtenir ces services. S'il advenait que FortisAlberta ne puisse pas assurer l'impartition de ces fonctions, elle devrait administrer ces responsabilités de détail en se dotant du personnel, des installations ou de l'équipement nécessaires.

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 Public Utilities Commission, des difficultés de nature réglementaire ont persisté pour Belize Electricity qui ont miné la capacité de l'entreprise de services publics de générer un rendement juste et raisonnable en 2010 et jusqu'en juin 2011, quand l'entreprise a été expropriée de Fortis par le gouvernement du Belize. La contribution au bénéfice consolidé de Fortis par Belize Electricity a été nulle en 2011 et de seulement 1,5 million \$ en 2010. Pour en savoir plus sur Belize Electricity, se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Investissement au Belize » du présent rapport de gestion. De plus, un examen indépendant du cadre réglementaire du secteur de l'électricité dans les îles Turks et Caicos a été effectué en 2011. L'échéancier et l'incidence future de tout cadre réglementaire nouvellement adopté dans ce territoire sont incertains pour le moment.

La Société a une concentration de risques liés à la réglementation en Colombie-Britannique, 56 % de ses actifs réglementés relevant de la compétence de la BCUC. Le risque est accru par un imposant calendrier réglementaire pour 2012 pour les entreprises de distribution de gaz et d'électricité de FortisBC.

FEI, FEVI, FEWI et FortisBC Electric sont régies par la BCUC et ont utilisé les mécanismes de TAR de temps à autre. Grâce aux mécanismes de TAR, les entreprises de services publics ont la possibilité de dégager des rendements dépassant les RCP autorisés établis par l'organisme de réglementation. Le mécanisme de TAR pour FortisBC Electric a expiré à la fin de 2011 et celui utilisé pour FEI a expiré à la fin de 2009, et est éliminé progressivement sur deux ans jusqu'à la fin de 2011. À l'expiration des mécanismes de TAR, rien ne garantit qu'un nouveau mécanisme de TAR sera établi ou, le cas échéant, que les modalités de tout nouveau mécanisme de TAR seront appropriées. FortisBC Electric et les sociétés FortisBC Energy ont déposé des demandes complètes fondées sur les estimations du coût du service pour les tarifs de 2012 et 2013, compte non tenu d'un mécanisme de TAR.

L'AUC compte introduire des tarifs axés sur le rendement pour les services de distribution en Alberta à compter de 2013 pour une durée de cinq ans, en prenant 2012 comme année de base. FortisAlberta a soumis à l'AUC, en juillet 2011, sa proposition de mécanisme de TAR qui décrit le point de vue de la société quant à la manière dont le mécanisme de TAR devrait être mis en œuvre à FortisAlberta. Un processus d'audiences devrait commencer en avril 2012 et une décision sur le mécanisme de TAR devrait être rendue en 2012.

Par suite de l'entente sur l'électricité avec le gouvernement de l'Î.-P.-É., la commission de l'énergie de l'Î.-P.-É. a été créée par le gouvernement de l'Î.-P.-É. Ayant autorité en vertu de la *Public Inquiries Act*, la Commission de l'énergie de l'Î.-P.-É. formée de cinq membres, dont deux coprésidents, a pour objectif d'examiner différents moyens de réduire de façon structurelle le coût de l'électricité à l'Î.-P.-É. et de le stabiliser à long terme, et de fournir des conseils à cet égard. Dans la poursuite de cet objectif, la Commission de l'énergie de l'Î.-P.-É. sera chargée, entre autres choses, d'examiner et de formuler des recommandations sur la propriété et la gestion à long terme de l'électricité à l'Î.-P.-É. et de fournir conseils et recommandations quant au rôle futur de la PEI Energy Corporation, de l'IRAC (pour ce qui est de l'électricité) et de l'Office de l'efficacité énergétique. La poursuite de l'objectif ci-dessus par la Commission de l'énergie de l'Î.-P.-É. pourrait avoir une incidence sur la réglementation future de Maritime Electric ainsi que sur sa propriété future.

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.

Pour en savoir plus sur l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt sur le RCP autorisé, se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Risque de taux d'intérêt » ci-dessous.

Risque de taux d'intérêt : De façon générale, les RCP 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 RCP autorisés lorsqu'ils sont appliqués dans les mécanismes d'ajustement automatique du RCP au moyen d'une formule, ou une incidence indirecte dans le cadre d'un processus réglementaire établi ou négocié donnant lieu à un taux de rendement approprié, qui peut prendre en compte le niveau général des taux d'intérêt comme facteur pour l'établissement des RCP autorisés. Les mécanismes d'ajustement automatique du RCP au moyen d'une formule arrimés aux taux de rendement des obligations à long terme du Canada, utilisés ces dernières années par les sociétés FortisBC Energy, FortisAlberta, FortisBC Electric et Newfoundland Power, ont engendré de plus faibles RCP autorisés. Une baisse importante des taux d'intérêt et son incidence sur les RCP autorisés pourraient avoir une incidence négative sur la situation financière et les résultats d'exploitation des entreprises de services publics réglementés de la Société.

En réaction à la baisse des taux d'intérêt à long terme, plusieurs organismes de réglementation au Canada ont révisé les mécanismes de rajustement automatique du RCP à la fin de 2009 et, dans bien des cas, en ont supprimé l'usage. Les taux des obligations à long terme du Canada demeurent bas. Parmi les quatre plus importantes entreprises de services publics de la Société, seule Newfoundland Power a eu recours à un mécanisme de rajustement automatique pour établir le RCP autorisé pour 2011. En décembre 2011, toutefois, le PUB a approuvé une demande déposée par Newfoundland Power sollicitant la suspension de l'application de la formule d'ajustement automatique du RCP pour 2012 en attendant une révision complète du coût du capital pour 2012. Dans l'intervalle, le RCP autorisé de Newfoundland Power restera à 8,38 % pour 2012. En décembre 2011, l'AUC a publié sa décision générale relative au coût du capital, qui a donné lieu à une réduction de 25 points de base du RCP autorisé général, qui s'établit à 8,75 % pour 2011 et 2012, et provisoirement à 8,75 % pour 2013, pour les entreprises de services publics relevant de la compétence de l'AUC, y compris FortisAlberta. L'AUC n'a pas remis en œuvre de mécanisme de rajustement automatique du RCP pour le moment. La BCUC a également entamé une instance générale relative au coût du capital, qui commencera en mars 2012, et qui pourrait toucher la structure du capital et le RCP autorisé des sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric. Il règne une incertitude quant à la durée du contexte actuel de faibles taux d'intérêt et à l'incidence que cela pourrait avoir sur le RCP autorisé des entreprises de services publics réglementés de la Société.

Rapport de gestion

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. Pour les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric, cependant, les écarts de intérêts débiteurs par rapport aux prévisions aux fins de l'établissement des tarifs, relativement aux emprunts à taux variable, ont été recouverts à même les tarifs facturés aux clients au moyen des comptes de report réglementaire approuvés par la BCUC à la fin de 2011. Les sociétés FortisBC Energy ont aussi un mécanisme de report qui permet de saisir l'incidence sur les intérêts débiteurs des écarts entre les taux d'intérêt à long terme prévus et réels et le moment prévu et réel de l'émission de titres de créance à long terme. Rien ne garantit que les mécanismes de report ci-dessus existeront dans l'avenir puisqu'ils dépendent des décisions et ordonnances réglementaires futures. Pour les autres entreprises de services publics réglementés de la Société, si une nouvelle dette à long terme est contractée à des taux d'intérêt supérieurs à ceux prévus et approuvés dans les tarifs imposés à la clientèle, les intérêts débiteurs additionnels engagés sur la nouvelle dette ne pourront être recouverts dans les tarifs pendant la période visée par les tarifs approuvés.

Au 31 décembre 2011, environ 80 % de la dette à long terme consolidée de la Société et de ses obligations liées aux contrats de location-acquisition, excluant les emprunts effectués sur les facilités de crédit confirmées à long terme, avaient 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 2011.

Total de la dette

Au 31 décembre 2011	(en millions \$)	(%)
Emprunts à court terme	159	2,7
Facilités de crédit à taux variable utilisées classées comme dettes à long terme	74	1,2
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)	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)	5 709	96,1
Total	5 944	100,0

En 2011, des titres d'emprunt à long terme ont été émis par les entreprises de services publics réglementés de la Société à des taux attractifs variant entre 4,25 % et 5,118 % et pour des durées allant de 15 à 50 ans.

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 2011 est présentée à la rubrique « 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 2011, est présentée à la note 29 afférente aux états financiers consolidés de 2011 de la Société.

Risques d'exploitation et de maintenance : Les sociétés FortisBC Energy 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. 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 grande partie des infrastructures se trouvent en régions éloignées, ce qui peut en rendre l'accès difficile pour les travaux de maintenance et de réparation en cas de dommages résultant de conditions climatiques extrêmes et d'autres catastrophes naturelles. Les entreprises FortisBC exploitent des installations sur des terrains éloignés et montagneux qui présentent des risques de pertes ou de dommages en cas de feux de forêt, d'emportements par les eaux, de glissements de terrain, d'avalanches et d'autres désastres naturels. Les sociétés FortisBC Energy, FortisBC Electric 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 assurance dont la protection englobe les pertes d'exploitation, la responsabilité civile et les dommages matériels, bien que la couverture offerte soit limitée. En cas de perte importante non assurée résultant de conditions climatiques rigoureuses ou d'autres catastrophes naturelles, une demande doit être soumise à l'organisme de réglementation visé afin de recouvrer ces coûts par une hausse des tarifs imposés aux clients et ainsi compenser la perte. Cependant, rien ne garantit que l'organisme de réglementation approuvera une telle demande, en partie ou en totalité. Se reporter à la rubrique intitulée « Gestion des risques d'affaires – Risque lié aux couvertures d'assurance » du présent rapport de gestion pour une analyse détaillée concernant 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. Les entreprises de services publics peuvent connaître des interruptions de service et une hausse de leurs coûts si elles n'arrivent pas à assurer la maintenance de leurs actifs. L'incapacité de recouvrer, à même les tarifs approuvés imposés à la clientèle, les dépenses jugées nécessaires par les entreprises de services publics pour voir à la maintenance, à l'amélioration, au remplacement et à l'enlèvement des immobilisations; l'incapacité des entreprises de services publics à mettre en œuvre adéquatement ou à terminer les programmes d'investissement 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 de la Société.

Les entreprises de services publics de la Société sont responsables de l'exploitation et de la maintenance de leurs actifs de manière sécuritaire, ce qui comprend l'élaboration et l'application de normes, processus et directives appropriés pour assurer la sécurité des employés et des entrepreneurs, ainsi que celle du public. Tout manquement à cet égard pourrait miner la capacité des entreprises de services publics d'assurer la distribution, en toute sécurité, du gaz et de l'électricité, ce qui pourrait avoir une incidence importante sur leurs activités.

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 comportant 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.

Conjoncture économique : Comme pour toute entreprise de services publics, les ventes d'énergie dans les territoires desservis par la Société sont touchées par des facteurs économiques comme le taux de chômage, le revenu personnel disponible, les prix de l'énergie, les mises en chantier domiciliaires et la croissance de la clientèle. De plus, les sociétés FortisBC Energy sont touchées par la tendance à la multiplication des mises en chantier d'immeubles d'habitations plutôt que de maisons unifamiliales. Le niveau des mises en chantier d'immeubles d'habitations continue de surpasser de beaucoup 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'habitations en copropriété qui sont desservis par les entreprises de services publics réglementés de la Société dans cette région. Le territoire de service de la Société dans la région des Caraïbes continue à subir l'incidence de conditions économiques difficiles. De nombreux ouvriers étrangers du secteur de la construction sur l'île Grand Caïman et les îles Turks et Caicos sont retournés dans leur pays d'origine ou un autre territoire en raison de la réduction importante des activités de construction découlant d'une économie locale chancelante. L'aspect positif est que l'achèvement récent de la phase 1 des travaux d'agrandissement du principal aéroport de Providenciales aux îles Turks et Caicos, y compris sa mise en service en septembre 2011, devrait aider à stimuler la croissance économique, surtout dans les secteurs du tourisme et du commerce, en permettant l'arrivée de vols directs depuis l'Europe et l'ajout de vols en provenance de l'Amérique du Nord. Sur l'île Grand Caïman, plusieurs projets résidentiels, hôteliers et commerciaux ont été achevés en 2011, ce qui pourrait faire croître la demande et les ventes d'électricité pour Caribbean Utilities.

Une reprise économique soutenue dans la région des Caraïbes dépendra toutefois de la reprise aux États-Unis. Conformément aux prévisions économiques américaines en général, il semble que la faiblesse actuelle de l'économie locale dans la région des Caraïbes se poursuivra en 2012 et peut-être dans les années suivantes. En raison des conditions économiques difficiles persistantes dans les Caraïbes, conjuguées à l'incidence des prix élevés des combustibles sur les factures des clients, les ventes d'électricité de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos n'ont pas augmenté en 2011. On prévoit que la croissance des ventes d'électricité en 2012 sera minime.

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 le rendement des 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 entraîner 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 miner 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 détient également des investissements dans des espaces de bureaux d'affaires et de commerces de détail, et des propriétés hôtelières, ces actifs représentant 4 % du total de l'actif de la Société. Les propriétés hôtelières, notamment, sont exposées aux risques d'exploitation liés aux fluctuations du secteur et à la conjoncture économique locale. L'échelonnement des baux immobiliers de Fortis Properties occasionnera un taux de renouvellement d'environ 9 % par année en moyenne pour les cinq prochains exercices. Environ 56 % du bénéfice d'exploitation de Fortis Properties a été tiré des investissements hôteliers en 2011 (55 % en 2010). La croissance interne des produits et du bénéfice à la division de l'hôtellerie de Fortis Properties a été lente ces dernières années, en raison de conditions économiques difficiles et de l'incidence globale sur les voyages d'agrément et d'affaires et les séjours en hôtel. Des hausses du taux d'occupation ont toutefois été enregistrées en 2011 aux propriétés hôtelières de la société dans le Canada atlantique et le centre du Canada, mais elles ont été plus que contrebalancées par des baisses du taux d'occupation dans l'Ouest canadien. On estime qu'une baisse de 10 % des produits de la division de l'hôtellerie de Fortis Properties ferait diminuer le résultat de base annuel par action ordinaire de Fortis d'environ 2 cents.

Risque lié au dépassement de coûts, à l'achèvement et au financement des projets d'investissement dans les 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 et le rendement des employés et la performance des entrepreneurs, des sous-traitants ou des fournisseurs d'équipement; les prix et la disponibilité de la main-d'œuvre, de l'équipement et du matériel; 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 nécessaires. Le risque lié au dépassement de coûts est atténué par une approche contractuelle, une surveillance régulière et proactive des projets par des employés ayant des connaissances spécialisées, et un examen régulier par la haute direction. Des dépassements de coûts et des retards dans l'achèvement de projets peuvent aussi se produire si des circonstances imprévues surviennent. Le coût de financement des projets d'investissement d'envergure dépend de la conjoncture sur les marchés financiers, qui peut entraîner des coûts de financement plus élevés que ceux initialement estimés.

Risque lié aux sources de financement et à la situation de trésorerie : La situation financière de la Société pourrait s'en ressentir si elle, ou ses grandes filiales, ne réussissaient pas à obtenir un financement suffisant et à coût avantageux pour, entre autres, financer les dépenses en immobilisations et rembourser la dette arrivant à échéance. La capacité d'obtenir un financement suffisant et à coût avantageux dépend de nombreux facteurs, y compris les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société et de ses filiales, la situation sur les 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) pourraient ne pas suffire à financer le remboursement de toutes les dettes à échéance, ainsi que toutes les dépenses en immobilisations projetées. Rien ne garantit que des capitaux suffisants continueront d'être disponibles à des conditions acceptables pour financer les dépenses en immobilisations et rembourser la dette existante.

Malgré la volatilité des marchés financiers mondiaux ces dernières années, la Société et ses entreprises de services publics ont réussi à mobiliser des capitaux à long terme à des taux raisonnables. La volatilité sur les marchés des capitaux et financiers mondiaux peut avoir comme incidence de faire monter le coût de mobilisation de capitaux à long terme et avoir un effet sur le moment de ces émissions de capitaux par la Société et ses filiales. Bien que les coûts d'emprunt futurs pourraient augmenter, la Société et ses filiales prévoient continuer d'avoir un accès raisonnable à du capital à court et à moyen terme.

Le coût des facilités de crédit renouvelées et prorogées a généralement augmenté en 2011. Cependant, la hausse des intérêts débiteurs ou des frais n'a pas eu d'incidence importante sur les résultats d'exploitation ou la situation financière de la Société et de ses filiales en 2011, et ne devrait pas en avoir non plus en 2012. Au cours de 2011, la Société et FortisAlberta 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 confirmées 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 de 800 millions \$ est disponible pour le financement provisoire des acquisitions et pour les besoins généraux de la Société et peut être haussée à 1 milliard \$ en tout temps avant l'échéance sous réserve d'un préavis écrit de Fortis. Au 31 décembre 2011, Fortis disposait de facilités de crédit consolidées d'environ 2,2 milliards \$, dont la majeure partie, soit 2,1 milliards \$, est constituée de facilités confirmées dont les échéances vont de 2012 à 2015. Une tranche d'environ 1,9 milliard \$ des facilités de crédit était inutilisée au 31 décembre 2011. Aucune somme n'avait été empruntée sur la facilité de crédit de la Société au 31 décembre 2011.

De façon générale, la Société et ses entreprises de services publics réglementés, qui sont actuellement notées, sont exposées à un risque financier du fait des modifications qui pourraient être apportées aux notes de crédit qui leur ont été attribuées par les agences de notation. Les notes de crédit 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 entraîner 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 FEI pourrait déclencher des appels de marge et d'autres besoins de liquidités en vertu des contrats d'achat de gaz naturel et de dérivés sur gaz naturel de FEI. 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 engendré la nécessité d'exercer une surveillance plus rigoureuse des agences de notation et de leurs critères de notation, ce qui pourrait entraîner une modification des pratiques et des politiques de notation du crédit.

En octobre 2011, DBRS a confirmé la note de crédit des titres de créance non garantis de la Société mais, en février 2012, l'a placée sous surveillance avec perspective évolutive par suite de l'annonce de l'acquisition de CH Energy Group par Fortis. S&P devrait terminer son examen annuel de la note de crédit de la Société au premier trimestre de 2012 mais, en février 2012, l'a placée sous surveillance avec perspective négative en raison également de l'annonce de l'acquisition. Pour plus de renseignements, voir les rubriques « Situation de trésorerie et sources de financement – Notes de crédit » et « Événement postérieur à la date du bilan » du présent rapport de gestion. Au cours de 2011, DBRS a maintenu ses notes de crédit existantes pour Newfoundland Power, Caribbean Utilities, FortisBC Electric, FHI et FEI et, en mars 2012, a maintenu la note de crédit existante pour FortisAlberta. De plus, Moody's Investors Service a confirmé ses notes de crédit existantes pour Newfoundland Power, FortisAlberta et FEI, tandis que S&P a maintenu sa note de crédit existante pour Maritime Electric mais a abaissé la note de crédit de Caribbean Utilities de A à A- en raison de la faiblesse de la demande des clients et de l'augmentation des risques d'affaires. S&P a confirmé la note de crédit existante de FortisAlberta en janvier 2012, mais l'a mise sous surveillance avec perspective négative en février 2012 après que la note de crédit de la Société a été placée sous surveillance.

Des renseignements additionnels sur les facilités de crédit consolidées, 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 « Trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion et à la rubrique « Risque d'illiquidité » de la note 29 afférente aux états financiers consolidés de la Société de 2011.

Investissement au Belize : En juin 2011, le gouvernement du Belize a exproprié l'investissement de la Société dans Belize Electricity. Fortis a commandé une évaluation indépendante de l'expropriation de son investissement dans Belize Electricity et a soumis sa demande de dédommagement au gouvernement du Belize en novembre 2011. La Société est exposée au risque lié au délai et au montant ultime qui sera payé, ainsi qu'à la capacité du gouvernement du Belize de verser le dédommagement dû à Fortis. Au 31 décembre 2011, la valeur comptable de l'investissement antérieur de la Société dans Belize Electricity comptabilisée dans les autres actifs à long terme au bilan consolidé de Fortis était de 106 millions \$, y compris l'effet de change. Pour plus de renseignements, voir la rubrique « Tendances et risques principaux – Actifs expropriés » du présent rapport de gestion.

Fortis continue de contrôler et de consolider les états financiers de BECOL, filiale de production hydroélectrique non réglementée détenue en propriété exclusive indirecte par la Société au Belize. BECOL produit de l'hydroélectricité à partir de trois centrales situées sur la rivière Macal, d'une capacité de production combinée de 51 MW. La production des centrales est entièrement vendue à Belize Electricity en vertu de contrats de 50 ans venant à échéance en 2055 et 2060. Dans un contexte de conditions hydrologiques normales, Belize Electricity achète la production énergétique annuelle normalisée de BECOL de 240 GWh à environ 0,10 \$ US par kWh, ce qui en fait généralement l'une des sources d'approvisionnement énergétique les moins coûteuses au Belize. Au 31 décembre 2011, la valeur comptable de l'investissement de la Société dans BECOL était de 154 millions \$. En octobre 2011, le gouvernement du Belize a prétendument modifié la Constitution du Belize afin de rendre obligatoire la participation majoritaire du gouvernement dans trois fournisseurs de services publics, y compris Belize Electricity, mais à l'exclusion de BECOL. Le gouvernement du Belize a également indiqué qu'il n'avait pas l'intention d'exproprier BECOL.

Au 29 février 2012, Belize Electricity avait pour 7,5 millions \$ US d'achats d'énergie en souffrance auprès de BECOL, ce qui représente près du tiers des ventes annuelles de BECOL à Belize Electricity. Conformément à des accords de longue date, le gouvernement du Belize garantit le paiement des obligations de Belize Electricity envers BECOL.

Risque lié aux conditions climatiques et au 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 ne garantit qu'ils parviendront à y résister en toutes circonstances. À 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. À FEI, 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 FEI d'accumuler l'incidence sur la marge des variations des volumes de gaz réellement consommés par les clients des secteurs résidentiel et commercial par rapport aux prévisions.

Aux sociétés FortisBC Energy, 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 domestique de la clientèle résidentielle. Du fait des tendances de la consommation de gaz, les sociétés FortisBC Energy génèrent habituellement un bénéfice trimestriel qui varie selon les saisons et pourrait ne pas refléter le bénéfice annuel. Le bénéfice des sociétés FortisBC Energy 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 en fonction des conditions climatiques saisonnières et de phénomènes climatiques inhabituels ou violents. Au Canada, les étés frais peuvent faire baisser la demande de climatisation, tandis que les hivers doux entraînent une baisse de la demande de chauffage électrique. Dans les Caraïbes, l'incidence des conditions climatiques saisonnières sur la demande de climatisation est moins importante en raison des variations saisonnières moins prononcées 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 incidence considérable sur la situation financière et les résultats d'exploitation des entreprises de services publics d'électricité.

Des conditions climatiques extrêmes pourraient pousser les autorités gouvernementales à rajuster les débits d'eau sur la rivière Kootenay, où se trouvent les barrages et installations connexes de FortisBC Electric, afin de protéger l'environnement. Ce rajustement pourrait avoir une incidence sur la quantité d'eau disponible pour la production aux centrales de FortisBC Electric ou aux centrales exploitées par des sous-traitants chargés de fournir de l'énergie à FortisBC Electric.

L'admissibilité de FortisBC Electric aux droits énergétiques et de capacité prévus aux termes de l'accord modifié et mis à jour relatif à la centrale Canal pourrait être réduite si, dans l'avenir, des changements climatiques entraînaient une baisse importante et soutenue des précipitations sur les eaux en amont du bassin de la rivière Kootenay. Pour avoir une incidence sur les droits énergétiques et de capacité, de tels changements devraient vraisemblablement se manifester pendant une longue période.

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 avoir comme effet d'accroître la gravité et la fréquence des catastrophes naturelles qui touchent les territoires desservis par la Société.

Les actifs et le bénéfice de Caribbean Utilities, 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 peuvent aussi être 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. En vertu de sa licence de transport et de distribution, Caribbean Utilities peut demander d'imposer un tarif additionnel spécial à ses clients en cas de catastrophe tel qu'un ouragan. Bien qu'elle ne dispose pas d'un mécanisme particulier de recouvrement des coûts en cas d'ouragan, Fortis Turks and Caicos peut demander une augmentation des tarifs l'année suivante si son RAB réel est moins élevé que son RAB autorisé en raison de coûts additionnels attribuables à un ouragan ou à tout autre phénomène climatique important.

Le bénéfice tiré des actifs de production non réglementés est sensible aux niveaux des précipitations; toutefois, la diversité géographique des installations de production électrique de la Société contribue à atténuer le risque associé aux niveaux des précipitations. 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 à la production hydroélectrique.

Risque lié au prix des marchandises : Les sociétés FortisBC Energy sont exposées au risque lié au prix des marchandises en raison des variations du prix du marché du gaz naturel. 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. Par le passé, les sociétés FortisBC Energy recouraient à divers outils pour réduire l'exposition des tarifs facturés aux clients à la volatilité des prix du gaz naturel. Avant le milieu de 2011, ces outils comprenaient des stratégies de couverture basées sur une combinaison de transactions physiques et financières. À la demande de la BCUC, les sociétés FortisBC Energy avaient mis fin à la plupart des activités de couverture au milieu de 2011, les couvertures actuellement en place étant maintenues jusqu'à leur expiration. L'utilisation de dérivés sur gaz naturel bloque efficacement le prix d'achat du gaz naturel et les gains ou pertes qui en découlent sont entièrement transmis aux clients. L'absence d'activités de couverture peut accroître la volatilité des prix du gaz naturel et se répercuter sur les tarifs imposés aux clients.

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 l'avenir. De plus, une augmentation marquée et prolongée des prix du gaz naturel pourrait avoir une forte incidence sur les sociétés FortisBC Energy, malgré les mesures réglementaires compensatoires en cas de variation abrupte de ces prix. L'incapacité des entreprises de services publics réglementés 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 pétrole et du gaz naturel. Les instruments financiers dérivés, notamment des swaps de taux d'intérêt, des contrats de change à terme, des contrats d'options sur combustible 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 désignée, 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. Aux sociétés FortisBC Energy, 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.

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 à l'échelle du siège social. Le gain ou la perte de change à la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars américains contrebalance partiellement le gain ou la perte de change à la conversion du bénéfice des filiales étrangères de la Société, qui est libellé en dollars américains. La monnaie de présentation des états financiers de Caribbean Utilities, Fortis Turks and Caicos, FortisUS Energy et BECOL est le dollar américain. Les résultats financiers de Belize Electricity étaient libellés en dollars béliziens, dont la valeur est fondée sur celle du dollar américain. 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 aident à contrebalancer les gains et les pertes de change latents sur les investissements nets dans des établissements étrangers autonomes, qui sont aussi comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu. Au 31 décembre 2011, la dette à long terme de 550 millions \$ US (590 millions \$ US au 31 décembre 2010) de la Société était désignée comme couverture de la quasi-totalité des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers autonomes. Au 31 décembre 2011, la Société avait des investissements nets dans des établissements étrangers autonomes d'environ 6 millions \$ US (7 millions \$ US au 31 décembre 2010) non encore couverts.

À compter du 20 juin 2011, l'actif de la Société associé à son investissement antérieur dans Belize Electricity, comptabilisé dans les autres actifs à long terme, n'est plus admissible à la comptabilité de couverture étant donné que Belize Electricity n'est plus une filiale étrangère autonome de Fortis. Par conséquent, au cours de 2011, la tranche de la dette de la Société qui couvrait auparavant l'investissement antérieur dans Belize Electricity n'était plus une couverture efficace. Depuis le 20 juin 2011, les gains et pertes de change à la conversion de l'actif associé à Belize Electricity et la dette de la Société libellée en dollars américains qui était auparavant admissible comme couverture de l'investissement sont comptabilisés en résultat. Par conséquent, en 2011, la Société a comptabilisé un gain de change après impôts net d'environ 1,5 million \$.

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 1,00 \$ US = 1,02 \$ CA au 31 décembre 2011 se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse du bénéfice de base par action ordinaire de Fortis de 3 cents en 2012.

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, dans la mesure du possible, par des emprunts futurs en dollars américains, et continuera de surveiller l'exposition de la Société aux fluctuations des taux de change de façon régulière.

Risque de contrepartie : Les sociétés FortisBC Energy 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 existants. Les sociétés FortisBC Energy traitent avec des institutions très solvables, conformément aux pratiques établies en matière d'approbation de crédit. Aucune contrepartie des sociétés FortisBC Energy ne s'est trouvée en situation de défaut à leur égard en 2011, et les sociétés FortisBC Energy 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 « Gestion des risques d'affaires – Conjoncture économique » du présent rapport de gestion.

Caractère concurrentiel du gaz naturel : Avant 2000, le gaz naturel était offert à un prix concurrentiel avantageux par rapport à celui d'autres sources d'énergie en Colombie-Britannique. Cependant, étant donné que les prix de l'électricité en Colombie-Britannique étaient, pour l'essentiel, fixés en fonction du coût de production moyen historique (notamment en ce qui concerne la production hydroélectrique), et non selon les forces du marché, l'avantage concurrentiel du gaz naturel s'est considérablement érodé dans la décennie qui a suivi. Ces dernières années, toutefois, de nouveaux investissements potentiellement importants ont été effectués dans le secteur de la production et du transport d'électricité en Colombie-Britannique, ce qui pourrait exercer des pressions à la hausse sur les tarifs d'électricité. De plus, la croissance de l'approvisionnement en gaz naturel, attribuable à une amélioration de la productivité et des coûts relative à la production de gaz de schiste, et la baisse des prix de marché du gaz naturel qui a suivi ont contribué à améliorer la compétitivité du gaz naturel sur une base opérationnelle. Toutefois, les écarts au niveau des dépenses en immobilisations initiales entre les résidences chauffées à l'électricité et celles chauffées au gaz naturel posent un défi en matière de compétitivité du gaz naturel selon la méthode de capitalisation du coût entier. En outre, il existe d'autres facteurs concurrentiels qui se répercutent sur la pénétration du gaz naturel dans les nouvelles constructions d'habitations tels que les attributs écologiques de la source d'énergie, les politiques gouvernementales et le type de logements construits. Une diminution de l'approvisionnement en gaz naturel imputable à une baisse des prix du marché et une hausse de la demande dans les secteurs industriel et commercial due à une forte croissance économique sont des facteurs qui pourraient entraîner une hausse importante de la volatilité et des prix du gaz sur le marché. Dans l'avenir, si le prix du gaz naturel devenait moins concurrentiel par rapport au prix de l'électricité et d'autres sources d'énergie de remplacement, la capacité des sociétés FortisBC Energy 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 FortisBC Energy de recouvrer entièrement le coût du service dans les tarifs facturés aux clients. Voir aussi les rubriques « Gestion des risques d'affaires – Risques liés à FEVI » et « Risques environnementaux » du présent rapport de gestion.

Approvisionnement en gaz naturel, en combustible et en électricité : Les sociétés FortisBC Energy dépendent d'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 FortisBC Energy 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 pipeline pour répondre à la demande croissante de gaz naturel en Colombie-Britannique et dans la région du nord-ouest du Pacifique des États-Unis. En outre, les sociétés FortisBC Energy 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 FortisBC Energy pourraient se retrouver en panne de gaz naturel, ce qui nuirait aux revenus et engendrerait des coûts pour la réalimentation sécuritaire des clients. Toutefois, l'ajout de la nouvelle installation de stockage de GNL sur l'île de Vancouver assure un approvisionnement à court terme par temps froids ou en situation d'urgence.

Newfoundland Power dépend de Newfoundland Hydro pour environ 93 % des besoins énergétiques de ses clients, et Maritime Electric dépend d'Énergie NB pour plus de 80 % des besoins énergétiques de ses clients. De plus, Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos dépendent de tierces parties pour satisfaire 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 électricité ou en combustible de ces entreprises de services publics pourrait avoir une incidence importante sur leurs activités.

Contrats d'approvisionnement en énergie et d'achat de capacité : Les clients indirects de FortisBC Electric sont desservis directement par les clients grossistes de la société, qui sont eux-mêmes des entreprises municipales de services publics. Il se pourrait que les entreprises municipales de services publics se tournent vers d'autres sources d'approvisionnement en énergie, ce qui pourrait entraîner une baisse de la demande, une hausse des tarifs facturés aux clients et, au pire, empêcher éventuellement FortisBC Electric de recouvrer entièrement le coût du service dans les tarifs.

En outre, les entreprises de services publics réglementés de la Société concluent régulièrement divers contrats d'approvisionnement en énergie et d'achat de capacité avec des tierces parties ou des parties liées. À l'expiration de ces contrats, il est possible que les entreprises de services publics ne puissent pas les proroger, auquel cas elles risquent de ne pas pouvoir trouver d'autres sources d'approvisionnement en électricité au même prix. Les entreprises de services publics sont également exposées au risque lié à la disponibilité des sources d'approvisionnement en cas de non-exécution par des contreparties aux divers contrats d'approvisionnement en énergie et d'achat de capacité.

En novembre 2011, FortisBC Electric a signé une entente portant sur l'achat de capacité de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta de 335 MW actuellement en construction, située près de la centrale hydroélectrique Waneta existante aménagée sur la rivière Pend d'Oreille en Colombie-Britannique. La centrale Expansion Waneta est la propriété d'une société en commandite – qui en assure l'aménagement et en sera l'exploitant – formée de Fortis, qui détient une participation de 51 % lui donnant le contrôle, et de CPC/CBT, qui détient une participation minoritaire de 49 %. Aux termes de l'entente, FortisBC Electric pourra acheter de la capacité pendant une période de 40 ans dès que l'Expansion Waneta sera terminée, soit au printemps 2015. La BCUC a d'abord accepté le dépôt de l'entente en septembre 2010 et une version signée de l'entente a été soumise à la BCUC en novembre 2011. La BCUC sollicitera les observations du public afin de déterminer la pertinence d'amorcer une autre instance publique relativement à l'acceptation par la BCUC du dépôt de l'entente signée.

Rendement des régimes de retraite à prestations déterminées et besoins de capitalisation : FHI, les sociétés FortisBC Energy, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, FortisOntario, Algoma Power, Caribbean Utilities et Fortis ont toutes des régimes de retraite à prestations déterminées à l'intention de certains de leurs employés. Environ 60 % 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 font l'objet de jugements utilisés 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 « Estimations comptables critiques – Avantages sociaux futurs » du présent rapport de gestion.

La volatilité des marchés des capitaux et financiers mondiaux peut avoir une incidence sur les obligations au titre des prestations constituées et le coût net des régimes de retraite s'y rapportant. Rien ne garantit que les actifs des régimes de retraite réaliseront les taux de rendement à long terme présumés dans l'avenir. Les actifs des régimes de retraite sont évalués à la juste valeur. 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 dans les besoins futurs de capitalisation des régimes de retraite par rapport aux estimations actuelles, ainsi que des changements importants dans le coût net futur 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, pourraient entraîner des écarts importants dans les besoins futurs de capitalisation des régimes de retraite par rapport aux estimations actuelles, ainsi que des changements importants dans le 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 lié aux prévisions. Toutefois, pour les sociétés FortisBC Energy, FortisBC Electric et Newfoundland Power, 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. Rien ne garantit que les mécanismes de report du coût net des régimes qui ont été approuvés par la BCUC jusqu'à la fin de 2011 pour les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric seront maintenus dans l'avenir, puisqu'ils dépendent des décisions et ordonnances réglementaires futures. L'incapacité de transférer les coûts nets des régimes de retraite dans les tarifs facturés à la clientèle pourrait nuire grandement aux résultats d'exploitation, à la situation financière et aux flux de trésorerie des entreprises de services publics réglementés. Les risques susmentionnés sont aussi atténués par le fait 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 FEVI : FEVI 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 recouvrer le coût du service actuel. 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 remise de redevances par le gouvernement de la Colombie-Britannique qui couvraient environ 20 % du coût du service de FEVI. Les redevances ont expiré à la fin de 2011, et les clients de FEVI ont commencé à prendre en charge le coût complet du gaz naturel et tous les autres coûts du service. La société a demandé que soit maintenu le compte de report de stabilisation tarifaire dans sa demande relative aux besoins en revenus pour 2012–2013, qui permet à FEVI de recouvrer auprès des clients des coûts dépassant le coût du service de FEVI. De plus, le solde impayé de 49 millions \$ des prêts sans intérêt accordés par les gouvernements, qui est actuellement traité comme contribution gouvernementale en réduction de la base tarifaire, devrait être remboursé d'ici la fin de 2016. 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. Avec l'arrêt des versements de redevances et le remboursement des prêts gouvernementaux, la hausse des tarifs du gaz qui en résultera pour la clientèle, par rapport à ceux de l'électricité ou d'autres sources d'énergie, pourrait rendre le gaz moins concurrentiel sur l'île de Vancouver avec le temps.

Risques environnementaux : Les entreprises de services publics de gaz et d'électricité de la Société sont exposées à des risques inhérents, dont le risque d'incendies, de contamination de l'air, du sol ou de l'eau par des substances dangereuses, les émissions 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 liés aux conditions climatiques, à l'étendue du reboisement, à l'habitat et aux installations de tiers situées sur le terrain où se trouvent les installations de services publics ou à proximité. Les entreprises de services publics peuvent être tenues responsables des coûts d'extinction d'un incendie et de régénération de la forêt, de la valeur du bois sur pied ainsi que des réclamations de tiers en rapport avec des incendies sur des terres où leurs 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 aux 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 transformateur et l'huile de graissage, dans le cours normal des activités d'exploitation et de maintenance des entreprises de services publics, ainsi qu'aux émissions causées par la combustion du combustible requis pour la production d'électricité, principalement dans le cas des entreprises de services publics de la Société dans les Caraïbes. Le risque de contamination de l'air, du sol ou de l'eau pour 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, en raison principalement du plan énergétique du gouvernement de la Colombie-Britannique, et des lois de cette province intitulées *Carbon Tax Act*, *Clean Energy Act*, *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act* et *Greenhouse Gas Reduction Targets Act*. Le plan énergétique, publié en 2007, est le prolongement logique du plan précédent, et met surtout l'accent 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 *Clean Energy Act*, qui établit une vision à long terme pour la province à titre de leader du développement de l'énergie propre, est entrée en vigueur en juin 2010. Plus précisément, la *Clean Energy Act* énonce 16 objectifs énergétiques pour la Colombie-Britannique, dont les objectifs de produire 93 % de l'électricité de la Colombie-Britannique à partir de ressources énergétiques propres ou renouvelables, de prendre des mesures de gestion de la demande et de conservation de l'énergie afin de satisfaire, d'ici 2020, au moins 66 % de la hausse prévue de la demande d'électricité de BC Hydro, et de devenir un exportateur net d'électricité produite à partir de ressources propres ou renouvelables. FortisBC Electric et les sociétés FortisBC Energy 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 terminée, est conforme à l'objectif de la *Clean Energy Act* de réduire les émissions de GES. En 2010, les sociétés FortisBC Energy ont commencé à déclarer les émissions de GES générées par leurs installations et à les soumettre à un audit externe, comme l'exige la *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act*. Alors qu'un programme de plafonnement et d'échange associé aux émissions de GES devait commencer le 1^{er} janvier 2012, le gouvernement de la Colombie-Britannique a reporté la mise en œuvre de cette initiative réglementaire. S'il est mis en œuvre, ce programme devrait comporter un plafond dégressif des émissions que toutes les installations visées devront respecter, que ce soit en réduisant les émissions à l'interne ou en acquérant des quotas d'émission auprès d'autres installations pour pouvoir dépasser le plafond d'émissions de GES autorisé.

Rapport de gestion

La ratification par le Royaume-Uni de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques et son Protocole de Kyoto a été reconduite en 2007 aux îles Caïmans. La convention-cadre vise une réduction des émissions de GES produits par certaines industries. Le gouvernement des îles Caïmans n'a pas encore publié les règles détaillées d'application du protocole, de sorte que Caribbean Utilities n'est pas en mesure, à l'heure actuelle, d'évaluer l'incidence financière de la conformité au cadre du protocole.

En 2011, le Canada a annoncé sa décision de faire valoir son droit juridique de se retirer officiellement du Protocole de Kyoto. Il est difficile de prévoir les incidences que ce retrait pourrait avoir dans l'avenir.

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.

En matière de réglementation environnementale, la tendance a été d'imposer davantage de restrictions et de limites aux activités susceptibles d'avoir un impact sur l'environnement, y compris la production et l'élimination de déchets, l'utilisation et la manutention de substances chimiques, et d'exiger que des études d'impact sur l'environnement et des travaux de remise en état soient effectués. Il est possible que d'autres projets mènent à l'adoption de lois environnementales et de règles d'application de plus en plus strictes ainsi qu'à des réclamations en dommages-intérêts aux biens et aux personnes résultant des activités des filiales de la Société, ce qui pourrait dans les deux cas entraîner des passifs ou des coûts substantiels pour les filiales.

Bien que la Société et ses filiales maintiennent des couvertures d'assurance, rien ne garantit que les passifs 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 « Gestion des risques d'affaires – Risque lié aux couvertures d'assurance » du présent rapport de gestion.

La Société et ses filiales sont assujetties à de nombreux règlements, lois et directives régissant la production, la gestion, le stockage, le transport, le recyclage et l'élimination des substances dangereuses et d'autres déchets et autrement reliés à la protection de l'environnement. Divers événements pourraient entraîner des dommages à l'environnement et des coûts connexes, notamment des conditions météorologiques extrêmes et des catastrophes naturelles touchant les installations et l'équipement, et une défaillance de l'équipement. 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 de permis et d'approbations 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 2011, aucun passif environnemental important n'était comptabilisé dans les états financiers consolidés de 2011 de la Société. Aussi, la direction n'avait connaissance d'aucun passif environnemental important non comptabilisé, sauf pour ce qui est des passifs possiblement associés à diverses éventualités, comme il est mentionné à la rubrique « Estimations comptables critiques – Éventualités » du présent rapport de gestion. 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 accueilleront 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 fassent 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, cela pourrait avoir 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 prévoit compléter la mise en œuvre de son système en 2013. 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 toutes les lois, politiques, réglementations et normes reconnues en matière de protection environnementale et s'y conformer; ii) gérer les activités de manière conforme aux pratiques de l'industrie et aux politiques environnementales à tous les paliers 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 auditer 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 sous-traitants 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 qu'ils puissent s'acquitter de leurs fonctions de manière éco-responsable; 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 2011, 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 d'incidence importante sur les résultats d'exploitation consolidés, les flux de trésorerie ou la situation financière de la Société. Toutefois, bon nombre des coûts mentionnés ci-dessus sont intégrés dans les programmes d'exploitation, de maintenance et d'investissement des entreprises de services publics, et ne sont donc pas facilement identifiables.

Risque lié aux couvertures d'assurance : Bien que la Société et ses filiales souscrivent des assurances pour leurs passifs potentiels et la perte de valeur accidentelle de certains de leurs actifs, une part importante des actifs de transport et de distribution des entreprises de services publics réglementés d'électricité de la Société ne sont pas assurés, comme il est d'usage en Amérique du Nord, le coût de l'assurance n'étant pas considéré comme économique. Les assurances qu'elles souscrivent sont pour des montants et auprès d'assureurs qu'elles jugent appropriés, compte tenu de tous les facteurs pertinents, y compris les pratiques des propriétaires d'actifs et d'activités similaires. 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. Rien ne garantit que les types de dommages que pourraient subir 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 qu'il les autorise 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 de la Société et de ses filiales ou des réclamations couvertes aux termes de polices avec 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 la 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, organismes gouvernementaux et bandes des Premières nations. Les entreprises de services publics réglementés et les activités de production non réglementées 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 ou s'il s'avérait impossible d'obtenir ou de maintenir les approbations nécessaires ou de se conformer 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 Electric de produire de l'électricité à partir de ses installations sur la rivière Kootenay et de recevoir son admissibilité aux droits énergétiques et de capacité aux termes de la convention de la centrale Canal modifiée et refondue 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, réglementer 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 dessert une clientèle qui réside dans diverses municipalités de ses territoires de service. De temps à autre, des autorités municipales de l'Alberta envisagent de créer leur propre entreprise de distribution d'électricité en achetant les actifs de FortisAlberta situés à l'intérieur du périmètre de leur municipalité. À l'expiration de son contrat de concession, une municipalité a le droit, moyennant l'autorisation de l'AUC, d'acheter des 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 de distribution d'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 un dédommagement 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 démographique et économique historique de l'Alberta et de ses municipalités, FortisAlberta est touchée de temps à autre par ce genre d'opérations.

Si une municipalité achetait les actifs de distribution de FortisAlberta, il en résulterait une érosion de la base tarifaire de la société, ce qui aurait pour effet de réduire le capital permettant à FortisAlberta de réaliser 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 normes comptables : En juin 2011, la CVMO a rendu une décision qui permet à Fortis et à ses filiales émettrices assujetties de préparer leurs états financiers, à compter du 1^{er} janvier 2012 jusqu'au 31 décembre 2014, conformément aux PCGR des États-Unis sans devenir un émetteur inscrit auprès de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis en vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières. La Société et ses filiales émettrices assujetties adopteront donc les PCGR des États-Unis au lieu des IFRS en date du 1^{er} janvier 2012. Le bénéfice qui sera comptabilisé en vertu des PCGR des États-Unis devrait correspondre essentiellement au bénéfice comptabilisé selon les PCGR du Canada, principalement en raison de la comptabilisation continue des actifs et passifs réglementaires selon les PCGR des États-Unis. La transition vers les IFRS aurait vraisemblablement entraîné la décomptabilisation d'une partie, voire de la totalité, des actifs et des passifs réglementaires de la Société et une importante volatilité du bénéfice consolidé de la Société.

Si la dispense accordée par la CVMO n'existait plus après le 31 décembre 2014, la Société et ses filiales émettrices assujetties seraient tenues de devenir des émetteurs inscrits auprès de la SEC pour pouvoir continuer à préparer leurs états financiers selon les PCGR des États-Unis. Si la Société et ses filiales émettrices assujetties ne devenaient pas des émetteurs inscrits auprès de la SEC ou n'étaient pas admissibles à le devenir, elles seront tenues d'adopter les IFRS en date du 1^{er} janvier 2015. En l'absence d'une norme IFRS à l'égard de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés à ce moment-là, le bénéfice et le bénéfice par action ordinaire pourraient devenir plus volatils que s'ils avaient été comptabilisés selon les PCGR des États-Unis.

Pour en savoir plus sur la transition de la Société aux PCGR des États-Unis en date du 1^{er} janvier 2012, se reporter à la rubrique « Normes comptables futures » du présent rapport de gestion.

Modifications de la législation fiscale : Fortis garde actuellement les bénéfices tirés de ses activités dans les Caraïbes dans des territoires libres d'impôts. Le gouvernement du Canada a promulgué des modifications législatives qui pourraient faire en sorte que les impôts sur les bénéfices étrangers ne puissent plus être reportés. Ces modifications législatives obligent les gouvernements de ces territoires libres d'impôts à signer des traités fiscaux ou autres accords généraux d'échange de renseignements fiscaux (« AERF ») avec le Canada avant 2014.

Si les territoires n'arrivent pas à établir de traités fiscaux ou d'AERF, les bénéfices des filiales canadiennes exerçant leurs activités dans ces territoires seront assujettis à l'impôt selon la comptabilité d'exercice après 2014 comme s'ils étaient réalisés au Canada. Par contre, si des traités fiscaux ou des AERF sont conclus, le bénéfice réalisé dans ces territoires pourra être rapatrié au Canada libre d'impôts.

Le gouvernement du Canada a annoncé l'entrée en vigueur d'AERF avec les îles Caïmans et les Bermudes respectivement le 1^{er} juin 2011 et le 1^{er} juillet 2011, et avec les îles Turks et Caïcos le 6 octobre 2011. Fortis prévoit qu'un AERF avec le Belize entrera en vigueur avant l'année butoir de 2014.

La réglementation en matière d'impôts sur les bénéfices a été modifiée de façon à prévoir que lorsqu'un AERF entre en vigueur un jour donné, l'accord est présumé entrer en vigueur et prendre effet le premier jour de l'année qui comprend le jour de la prise d'effet de l'AERF. Par conséquent, le bénéfice tiré de l'investissement de la Société dans Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caïcos, à compter du 1^{er} janvier 2011, peut être rapatrié au Canada libre d'impôts. Réciproquement, si le Belize n'est pas en mesure de conclure un AERF avec le Canada, le bénéfice de BECOL sera imposé selon la comptabilité d'exercice comme s'il avait été réalisé au Canada, ce qui, pour Fortis, se traduira par une baisse de la contribution au bénéfice de cette filiale.

En août 2011, le gouvernement du Canada a présenté des propositions législatives additionnelles relativement à l'imposition des multinationales. Ces modifications recommandent l'adoption de nouvelles règles concernant les prêts en amont et proposent un nouveau régime pour le rapatriement du capital. Les prêts en amont, c'est-à-dire les prêts contractés par une filiale étrangère auprès de sa société mère, devront maintenant être remboursés dans un délai de deux ans, après quoi ils seront inclus dans le revenu imposable de la société mère canadienne. Fortis utilise les prêts sans intérêt en amont contractés par ses filiales des Caraïbes comme moyen de rapatriement des bénéfices avec report d'impôts. Au 31 décembre 2011, la Société avait des prêts en amont totalisant environ 68 millions \$ qui devront maintenant être remboursés avant le 31 décembre 2013, date à laquelle tout solde impayé sera inclus dans les bénéfices imposables de la Société. Au 31 décembre 2011, la Société avait environ pour 18 millions \$ de prêts en aval qui peuvent être utilisés pour compenser les incidences découlant du remboursement des prêts en amont.

Le nouveau régime de rapatriement du capital permettra à la société mère canadienne de rapatrier le capital libéré et le surplus exonéré avant le rapatriement de tout surplus imposable, c'est-à-dire le bénéfice. Fortis pourra ainsi recevoir des Caraïbes un remboursement de capital libre d'impôts, qui pourra être utilisé pour rembourser les prêts en amont, permettant ainsi à la Société de se conformer aux propositions législatives mentionnées ci-dessus.

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

Risque lié à l'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 production et de transport et distribution, qui fournissent aux clients des informations sur la facturation, la consommation et la gestion de 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 importante sur les entreprises de services publics, comme l'incapacité d'approvisionner les clients en énergie.

Accès aux terres des Premières nations : Les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric fournissent des services à des abonnés sur des réserves des Premières nations et ont des installations de distribution de gaz et des installations de production et de transport et de distribution 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 ententes pourraient être conclues dans les territoires de service des sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric 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 les ententes sans porter préjudice aux droits existants de tiers comme les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric. Cependant, rien ne garantit que le processus de règlement des revendications ne nuira pas de manière importante aux activités des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric.

De plus, la Cour suprême du Canada a décidé en 2010 qu'avant la délivrance d'approbations réglementaires, la BCUC doit déterminer si la Couronne a l'obligation de consulter les Premières nations et de les accommoder quant à l'incidence de ces approbations et, si c'est le cas, établir si ces consultations et accommodements étaient convenables. Ce qui précède peut avoir une incidence sur le calendrier et les coûts de certains projets d'investissement des entreprises de distribution de gaz et d'électricité de FortisBC et la probabilité de leur approbation par la BCUC.

FortisAlberta a des actifs de distribution sur des terres des Premières nations pour lesquelles TransAlta Utilities Corporation (« TransAlta ») possède des permis d'accès. Pour que FortisAlberta puisse acquérir ces permis d'accès, le ministère des Affaires autochtones et Développement du Nord Canada et les différents conseils de bande doivent donner leur approbation. FortisAlberta pourrait ne pas pouvoir acquérir les permis d'accès auprès de TransAlta ni 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, ce qui pourrait avoir une incidence importante sur les activités de FortisAlberta.

Risque lié aux relations de travail : Environ 58 % 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. La Société considère que les relations de ses filiales avec les syndicats et les associations de travailleurs sont satisfaisantes, mais rien ne garantit qu'elles continueront de l'être au cours de négociations futures ou que les conditions 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 causer des interruptions de service attribuables à des conflits de travail non prévus dans les ordonnances tarifaires approuvées aux entreprises de services publics réglementés, et qui pourraient avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière des entreprises de services publics.

En décembre 2010, FortisAlberta a conclu une convention collective de trois ans avec le syndicat United Utility Workers' Association du Canada, section locale 200.

La convention collective entre FortisBC Electric et la section locale 378 du Syndicat canadien des employés et employés professionnels et de bureau (« SEPB ») est arrivée à échéance le 31 janvier 2011. Au cours de 2011, les pourparlers entre la société et le SEPB ont surtout porté sur la renégociation de la convention collective. Les parties sont parvenues à une entente relativement à certains employés du service à la clientèle. Les pourparlers se poursuivent pour ce qui est des autres unités de négociation du SEPB.

La convention collective entre FortisBC Electric et la section locale 213 de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (« FIOE ») expire le 31 janvier 2013. La FIOE représente les employés dans des professions précises des secteurs de la production et du transport et de la distribution d'électricité.

La convention collective entre les sociétés FortisBC Energy et la FIOE, section locale 213, a expiré le 31 mars 2011 et est actuellement en négociation. La convention collective entre les sociétés FortisBC Energy et le SEPB, section locale 378, prend fin le 31 mars 2012.

Les deux conventions collectives entre Newfoundland Power et la FIOE, section locale 1620, ont expiré en septembre 2011. La société et la FIOE sont parvenues à un accord de principe en janvier 2012, qui devra être ratifié par les membres.

Risque lié aux ressources humaines : La capacité de Fortis de fournir un service qui soit rentable 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 sur le marché du travail posent des défis continuels de recrutement. L'important programme d'investissement consolidé de la Société présentera des défis, car il importera pour les entreprises de services publics de la Société de disposer de la main-d'œuvre qualifiée nécessaire pour mener à bien les projets d'investissement.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Adoption de nouvelles normes comptables : En raison de l'incertitude qui persiste au sujet de l'adoption d'une norme relative à la comptabilisation des activités à tarifs réglementés par l'International Accounting Standards Board, Fortis a évalué la possibilité d'adopter les PCGR des États-Unis, au lieu des IFRS, et a décidé d'adopter les PCGR des États-Unis à compter du 1^{er} janvier 2012.

Les règles canadiennes sur les valeurs mobilières permettent à un émetteur assujéti de déposer ses états financiers préparés 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. À l'heure actuelle, la Société n'est pas un émetteur inscrit auprès de la SEC. Par conséquent, le 6 juin 2011, la Société a déposé une demande auprès de la CVMO, conformément à l'Instruction générale 11-203 relative au traitement des demandes de dispense dans plusieurs territoires, visant à permettre à la Société et à ses filiales émettrices assujéties de préparer leurs états financiers selon les PCGR des États-Unis sans devenir un émetteur inscrit auprès de la SEC (la « dispense »). Le 9 juin 2011, la CVMO a rendu sa décision et a accordé la dispense pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2012, mais avant le 1^{er} janvier 2015, ainsi que pour les périodes intermédiaires. La dispense prendra fin pour les états financiers des périodes annuelles et intermédiaires ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2015 ou à la date à laquelle la Société cesse de mener des activités assujéties à la réglementation des tarifs, si elle survient avant.

Lorsqu'elle applique les PCGR du Canada, la Société se reporte actuellement aux PCGR des États-Unis pour obtenir des directives à l'égard de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. L'adoption des PCGR des États-Unis en 2012 devrait donc nécessiter moins de modifications importantes des conventions comptables de la Société qu'en aurait nécessitée l'adoption des IFRS. Le fait de se fonder sur les PCGR des États-Unis pour la comptabilisation des activités à tarifs réglementés permet de constater l'incidence économique des activités à tarifs réglementés dans les états financiers consolidés à un moment qui coïncide avec le 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 fidèlement l'incidence que la réglementation des tarifs a sur sa situation financière et ses résultats d'exploitation consolidés.

Au cours du quatrième trimestre de 2010, la Société a élaboré un plan en trois étapes pour l'adoption des PCGR des États-Unis à compter du 1^{er} janvier 2012. Voici un aperçu des activités se rapportant à chaque étape ainsi que leur état actuel.

Phase I – Portée et diagnostic : La phase I a compris le lancement du projet et la sensibilisation au projet; la planification du projet et sa dotation en personnel; l'identification des principales différences entre les PCGR des États-Unis et les PCGR du Canada pour faire ressortir les domaines qui nécessitent une analyse détaillée afin de déterminer la nature et l'étendue des répercussions sur les états financiers et de tirer des conclusions à cet égard. Des conseillers en comptabilité et des conseillers juridiques externes ont été engagés au cours de cette phase afin de fournir une assistance à l'équipe de la conversion aux PCGR des États-Unis de la Société, de même qu'un apport technique et des connaissances spécialisées, au besoin. La phase I a débuté au quatrième trimestre de 2010 et s'est terminée au cours de 2011.

Phase II – Analyse et développement : La phase II a compris des diagnostics détaillés et l'évaluation des répercussions sur les états financiers découlant de l'adoption des PCGR des États-Unis selon l'évaluation générale effectuée à la phase I; l'identification et la conception de nouveaux processus d'affaires opérationnels et financiers, ou de changements à y apporter; la formation initiale du personnel et l'orientation du comité d'audit; et l'élaboration des solutions nécessaires pour résoudre chaque question soulevée.

La phase II a compris la planification d'activités pour l'inscription de titres, comme il est exigé pour obtenir le statut d'émetteur inscrit auprès de la SEC et une évaluation des exigences permanentes en vertu de la loi américaine *Sarbanes-Oxley Act* (« loi SOX »), y compris l'attestation par les auditeurs des contrôles internes à l'égard de l'information financière, et une comparaison des exigences en vertu de la loi SOX avec les exigences canadiennes en vertu du *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*. Ces activités ne sont plus requises ou ne s'appliquent plus compte tenu de la dispense accordée par la CVMO, comme il est mentionné ci-dessus.

La phase II du plan a débuté en janvier 2011 et a été essentiellement terminée au cours de 2011. Selon les recherches et l'analyse effectuées à ce jour et grâce à la capacité soutenue de la Société à appliquer les conventions de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés aux termes des PCGR des États-Unis, les différences entre les PCGR des États-Unis et les PCGR du Canada ne devraient pas avoir une incidence importante sur les résultats consolidés. De plus, l'adoption des PCGR des États-Unis devrait entraîner quelques modifications qui devraient se limiter à des reclassements au bilan et se traduire par des exigences supplémentaires en matière d'information à fournir. On s'attend à ce que l'incidence sur les systèmes d'information et les contrôles internes à l'égard de l'information financière soit minimale.

Phase III – Mise en œuvre et revue : La phase III est actuellement en cours et comprend la mise en œuvre des modifications que la Société doit apporter aux systèmes d'information et aux contrôles internes à l'égard de l'information financière pour préparer et déposer ses états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis à compter de 2012, et la communication des répercussions connexes.

La Société a préparé et déposé ses états financiers consolidés audités selon les PCGR du Canada pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, y compris les données comparatives de 2010, de la façon habituelle. La Société a également, à titre volontaire, préparé et déposé ses états financiers consolidés audités selon les PCGR des États-Unis pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, y compris les données comparatives de 2010. À compter du premier trimestre de 2012, les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société seront préparés selon les PCGR des États-Unis et déposés.

La phase III se terminera lorsque la Société déposera ses états financiers consolidés annuels audités pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2012 préparés selon les PCGR des États-Unis.

Répercussions des PCGR des États-Unis sur les états financiers : Les secteurs où l'on s'attend à ce que les différences entre les PCGR des États-Unis et les PCGR du Canada se fassent le plus sentir sur les états financiers sont décrits ci-après.

Avantages sociaux futurs : Selon les PCGR du Canada, l'actif ou le passif au titre des prestations constituées associé aux régimes de retraite à prestations déterminées est inscrit au bilan et un rapprochement de l'actif ou du passif comptabilisé et de la situation de capitalisation est présenté dans les notes afférentes aux états financiers consolidés. L'actif ou le passif au titre des prestations constituées exclut les soldes non amortis liés aux coûts des services passés, les gains et pertes actuariels et les obligations transitoires qui n'ont pas encore été comptabilisés.

Les PCGR des États-Unis exigent la comptabilisation de la situation de capitalisation des régimes à prestations déterminées au bilan. Les soldes non amortis liés aux coûts des services passés, aux gains ou pertes actuariels et aux obligations transitoires sont comptabilisés séparément au bilan comme une composante du cumul des autres éléments du résultat étendu ou, dans le cas d'entités dont les activités sont assujetties à la réglementation des tarifs, comme des actifs ou des passifs réglementaires aux fins du recouvrement dans les tarifs futurs imposés à la clientèle, ou du remboursement à la clientèle. Les variations subséquentes des coûts des services passés, des gains et des pertes actuariels et des obligations transitoires seraient comptabilisées comme composante de la charge de retraite, lorsque l'organisme de réglementation l'exige, ou sinon comme une variation de l'actif ou du passif réglementaire. Par conséquent, à l'adoption des PCGR des États-Unis, les filiales de la Société ayant des activités à tarifs réglementés comptabiliseront la situation de capitalisation de leurs régimes de retraite à prestations déterminées au bilan et les soldes non amortis mentionnés ci-dessus seront comptabilisés comme des actifs ou des passifs réglementaires.

Les PCGR des États-Unis exigent également que les coûts des régimes d'ACR soient comptabilisés selon la comptabilité d'exercice, et interdisent la comptabilisation d'actifs ou de passifs réglementaires associés aux coûts des régimes d'ACR qui sont recouverts selon la comptabilité de trésorerie. FortisAlberta a toujours recouvert les coûts de ses régimes d'ACR selon la comptabilité de trésorerie, plutôt que selon la comptabilité d'exercice, et continuera de le faire comme l'exige l'autorité de réglementation qui la régit. Par conséquent, les actifs réglementaires de FortisAlberta liés aux coûts des régimes d'ACR ne respectent pas les critères de comptabilisation selon les PCGR des États-Unis. Par le passé, Newfoundland Power recouvrait également les coûts de ses régimes d'ACR selon la comptabilité de trésorerie. Toutefois, en décembre 2010, l'autorité de réglementation a approuvé la demande de Newfoundland Power : i) d'adopter la méthode de la comptabilité d'exercice pour les coûts des régimes d'ACR, à compter du 1^{er} janvier 2011; ii) de recouvrer le solde de l'actif réglementaire transitoire 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'ACR calculés selon les principes comptables généralement reconnus applicables et ceux qui sont approuvés par l'autorité de réglementation aux fins de l'établissement des tarifs. Les règles selon les PCGR des États-Unis pour la comptabilisation des ACR par les entités ayant des activités à tarifs réglementés exigent que Newfoundland Power décomptabilise son actif des ACR réglementaire en date du 1^{er} janvier 2010, en se fondant sur le principe qu'à partir de cette date, Newfoundland Power recouvrait les coûts des régimes d'ACR selon la comptabilité de trésorerie. Toutefois, en 2010, l'actif réglementaire est comptabilisé à nouveau en résultat conformément aux PCGR des États-Unis selon l'approbation par l'autorité de réglementation de la demande de Newfoundland Power d'adopter la méthode de la comptabilité d'exercice pour les ACR à compter du 1^{er} janvier 2011 et de recouvrer l'actif réglementaire transitoire connexe sur une période de 15 ans.

Parmi les autres différences entre les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis pour ce qui est de la comptabilisation des régimes de retraite à prestations déterminées, citons l'établissement de la date d'évaluation et la période d'attribution au cours de laquelle la charge de retraite est comptabilisée. Les PCGR du Canada permettent l'utilisation d'une date d'évaluation pouvant se situer jusqu'à trois mois avant la date de clôture de l'exercice de l'entité. Toutefois, les PCGR des États-Unis exigent que la date de clôture de l'exercice de l'entité soit utilisée comme date d'évaluation. Les PCGR du Canada permettent aussi l'utilisation, pour les régimes de retraite à prestations déterminées, dans des circonstances précises, d'une période d'attribution qui se prolonge au-delà de la date où la période de service créditée prend fin, tandis que les PCGR des États-Unis permettent, pour ces régimes, l'utilisation d'une période d'attribution qui s'étend jusqu'à la date où le service crédité prend fin. Les différences ci-dessus ont une incidence sur le calcul de l'obligation au titre des prestations consolidée de la Société, laquelle sera compensée essentiellement par une variation correspondante des actifs ou des passifs réglementaires.

À l'exception d'un rajustement ponctuel en raison de l'incapacité par Newfoundland Power de comptabiliser l'actif des ACR réglementaire en date du 1^{er} janvier 2010 et de sa capacité par la suite de comptabiliser à nouveau l'actif des ACR réglementaire en résultat en 2010, l'adoption des PCGR des États-Unis, en ce qui a trait à la comptabilisation des avantages sociaux futurs, n'a pas d'incidence importante sur le bénéfice consolidé de la Société.

Contrat d'achat d'électricité Brilliant (le « contrat BPPA ») : FortisBC Electric est tenue de comptabiliser le contrat BPPA comme un contrat de location-acquisition selon les PCGR des États-Unis. Bien que l'exigence consistant à évaluer si un contrat répond aux critères d'un contrat de location soit la même selon les PCGR du Canada et selon les PCGR des États-Unis, la date de prise d'effet de l'adoption prospective des directives relatives à la comptabilisation des contrats de location est différente, ce qui donne lieu à une différence comptable pour le contrat BPPA.

L'exécution du contrat BPPA dépend de l'utilisation d'un actif particulier, la centrale hydroélectrique Brilliant (la « centrale Brilliant »), et de la cession à FortisBC Electric du droit d'utiliser cet actif en vertu d'un accord entre FortisBC Electric et le propriétaire légal de la centrale Brilliant. Le contrat BPPA respecte les critères d'un contrat de location-acquisition étant donné que la valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location effectués par FortisBC Electric représente le recouvrement par le propriétaire légal de la totalité de l'investissement initial dans la centrale Brilliant sur la durée du contrat.

L'effet de la comptabilisation rétrospective de la centrale Brilliant à titre de contrat de location-acquisition, au moment de l'adoption des PCGR des États-Unis, comprend la comptabilisation au bilan consolidé d'une immobilisation de services publics et d'une obligation correspondante liée à un contrat de location-acquisition d'un montant équivalent. À chaque période ultérieure de présentation de l'information financière, le montant total de l'amortissement et des intérêts débiteurs à comptabiliser selon la comptabilisation des contrats de location-acquisition différera du montant versé en vertu du contrat BPPA et recouvré par le biais des tarifs d'électricité courants comme l'autorise la BCUC. Cet écart temporaire est comptabilisé à titre d'actif réglementaire, les montants recouverts à même les tarifs d'électricité devant correspondre au montant combiné de l'actif visé par le contrat de location-acquisition et de l'intérêt sur l'obligation liée au contrat de location-acquisition pendant la durée du contrat BPPA.

Étant donné que les PCGR des États-Unis permettent aux entités de comptabiliser les effets de la réglementation des tarifs, l'incidence de l'adoption de la comptabilisation des contrats de location-acquisition pour la centrale Brilliant n'a pas de répercussion sur le bénéfice consolidé de la Société.

Opérations de type Lease-In Lease-Out (« LILO ») : FEI a conclu des ententes selon lesquelles certains actifs de distribution de gaz naturel ont été loués à certaines municipalités qui les sous-louent à FEI. Aux fins des PCGR du Canada, la location des actifs aux municipalités a été comptabilisée comme un contrat de location-vente, et la cession-bail des actifs, comme un contrat de location-exploitation. Les gains enregistrés sur le contrat de location-vente ont été reportés et sont amortis sur la durée des ententes de cession-bail.

Aux fins des PCGR des États-Unis, les actifs de distribution de gaz naturel sont considérés comme du matériel faisant partie intégrante des activités de FEI et, par conséquent, les opérations LILO doivent être évaluées comme des opérations de cession-bail immobilier. En raison de cette évaluation, les opérations doivent être comptabilisées comme des opérations de financement selon les PCGR des États-Unis. Selon la méthode de financement, les actifs visés par l'entente de cession-bail sont comptabilisés comme des immobilisations de services publics au bilan consolidé de la Société et amortis par la suite. Le produit tiré de la vente est comptabilisé comme une dette à long terme. Les paiements de loyer, déduction faite de la partie considérée comme des intérêts débiteurs, diminuent la dette à long terme. Les gains reportés et l'amortissement connexe, qui sont comptabilisés conformément aux PCGR du Canada, ne le sont pas en vertu des PCGR des États-Unis.

L'incidence rétrospective de la comptabilisation des opérations LILO de FEI selon les PCGR des États-Unis entraîne une diminution du solde d'ouverture des bénéfices non répartis au 1^{er} janvier 2010. L'incidence sur les résultats consolidés de la Société n'est pas importante.

Reclassement des actions privilégiées : À l'heure actuelle, selon les PCGR du Canada, les actions privilégiées de premier rang de la Société, série C et série E, sont classées dans le passif à long terme, et les dividendes s'y rapportant sont classés dans les frais financiers. Selon les PCGR des États-Unis, les actions privilégiées de premier rang, série C et série E, ne répondent pas aux critères de la comptabilisation à titre de passif financier. Par conséquent, à l'adoption des PCGR des États-Unis, la Société reclasse ses actions privilégiées de premier rang, série C et série E, du poste dette à long terme au poste capitaux propres au bilan consolidé. Les dividendes connexes ne seront pas inscrits comme des frais financiers à l'état des résultats consolidés de la Société, mais, plutôt comme le bénéfice attribuable aux actionnaires privilégiés.

Impôts des sociétés : Selon les PCGR du Canada, la Société a calculé et comptabilisé les impôts des sociétés selon les taux d'imposition des sociétés pratiquement en vigueur. Selon les PCGR des États-Unis, la Société est tenue de calculer et de comptabiliser les impôts sur les bénéfices selon les taux d'impôt en vigueur. Par conséquent, à l'adoption des PCGR des États-Unis, la Société est tenue de comptabiliser l'incidence de la différence entre les taux en vigueur et les taux pratiquement en vigueur relativement au calcul des déductions d'impôt de la partie VI.1 associées aux dividendes sur actions privilégiées. Le redressement rétroactif aux fins de la constatation des déductions d'impôt en vertu de la partie VI.1 aux taux d'imposition en vigueur donne lieu à une réduction du solde d'ouverture des bénéfices non répartis, selon les PCGR des États-Unis, et du bénéfice annuel par la suite. Toutefois, les redressements s'inverseront lorsque le projet de loi fédéral canadien sera adopté et que les modifications proposées des taux d'impôt sur les bénéfices entreront en vigueur.

Les éléments susmentionnés ne représentent pas une liste complète des différences entre les PCGR des États-Unis et les PCGR du Canada. D'autres différences moins importantes ont également été relevées et comptabilisées. Un rapprochement détaillé entre les états financiers audités dressés selon les PCGR du Canada et les états financiers audités dressés selon les PCGR des États-Unis de la Société pour 2011, y compris les données comparatives de 2010, sera présenté dans le cadre du dépôt volontaire des états financiers consolidés audités dressés selon les PCGR des États-Unis de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, y compris les données comparatives de 2010.

La quantification et le rapprochement audités des bilans consolidés de la Société aux 31 décembre 2011 et 2010, préparés selon les PCGR des États-Unis par rapport aux PCGR du Canada, peuvent se résumer comme suit.

- Le total de l'actif au 31 décembre 2011 a augmenté d'environ 603 millions \$ (502 millions \$ au 31 décembre 2010). La hausse est attribuable principalement à l'augmentation des actifs réglementaires et des immobilisations de services publics selon les PCGR des États-Unis.
- Le total du passif au 31 décembre 2011 a augmenté d'environ 337 millions \$ (234 millions \$ au 31 décembre 2010). L'augmentation est surtout attribuable à la hausse de la dette à long terme, des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des passifs liés aux régimes de retraite selon les PCGR des États-Unis, en partie contrebalancée par le reclassement des actions privilégiées du passif aux capitaux propres.

Rapport de gestion

- Les capitaux propres au 31 décembre 2011 ont augmenté d'environ 266 millions \$ (268 millions \$ au 31 décembre 2010). L'augmentation est principalement attribuable au reclassement des actions privilégiées du passif aux capitaux propres selon les PCGR des États-Unis, partiellement annulé par la réduction des bénéfices non répartis d'environ 37 millions \$ (30 millions \$ au 31 décembre 2010), une augmentation du cumul des autres éléments du résultat étendu d'environ 21 millions \$ (14 millions \$ au 31 décembre 2010) et diverses autres variations des capitaux propres fondées sur l'application rétrospective des PCGR des États-Unis. Environ la moitié de la réduction des bénéfices non répartis provient de taux d'impôt des sociétés plus élevés, comme il est mentionné ci-dessus, et devrait s'inverser au cours d'une période future lorsque le projet de loi fédéral canadien sera adopté et que les modifications proposées aux taux d'impôt de la partie VI.1 entreront en vigueur.

Comme il est indiqué précédemment, et sous réserve du rajustement ponctuel mentionné ci-dessus relativement à l'incapacité de Newfoundland Power de comptabiliser l'actif des ACR réglementaire en date du 1^{er} janvier 2010 et de sa capacité par la suite de comptabiliser à nouveau cet actif des ACR réglementaire en 2010, aucun rajustement important du bénéfice consolidé de la Société pour 2010 et 2011 n'est requis selon les PCGR des États-Unis, étant donné que la Société peut continuer d'appliquer les méthodes comptables propres aux activités à tarifs réglementés.

La quantification et le rapprochement audités des états consolidés des résultats de la Société pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010, préparés selon les PCGR des États-Unis par rapport aux PCGR du Canada, peuvent se résumer comme suit.

- Exercice clos le 31 décembre 2011* : Le bénéfice net consolidé comptabilisé conformément aux PCGR des États-Unis a augmenté de 10 millions \$ (passant de 356 millions \$ à 366 millions \$). L'augmentation découle principalement du reclassement des dividendes sur actions privilégiées, des frais financiers au bénéfice attribuable aux actionnaires privilégiés, conformément aux PCGR des États-Unis, dont l'effet totalisant 17 millions \$ est en partie annulé par une réduction du bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires, d'environ 7 millions \$.
- Exercice clos le 31 décembre 2010* : Le bénéfice net consolidé comptabilisé selon les PCGR des États-Unis, avant le rajustement ponctuel pour comptabiliser à nouveau l'actif des ACR réglementaire de Newfoundland Power, a augmenté d'environ 6 millions \$ (passant de 323 millions \$ à 329 millions \$). L'augmentation découle principalement du reclassement des dividendes sur actions privilégiées, des frais financiers au bénéfice attribuable aux actionnaires privilégiés, conformément aux PCGR des États-Unis, dont l'effet totalisant 17 millions \$ est en partie annulé par une réduction du bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires d'environ 11 millions \$.
- Le rajustement ponctuel non récurrent pour comptabiliser à nouveau l'actif des ACR réglementaire de Newfoundland Power en 2010 a fait augmenter le bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires d'environ 46 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010. Ce rajustement n'a pas eu d'incidence sur les bénéfices non répartis au 31 décembre 2010, par rapport aux bénéfices non répartis présentés selon les PCGR du Canada au 31 décembre 2010, puisqu'il renverse un rajustement effectué pour décomptabiliser l'actif des ACR réglementaire au moment de l'adoption des PCGR des États-Unis au 1^{er} janvier 2010.

INSTRUMENTS FINANCIERS

La valeur comptable des instruments financiers consolidés de la Société se rapproche de leur juste valeur, ce qui reflète l'échéance à court terme, les conditions normales de crédit et la nature de ces instruments, à l'exception de ce qui suit :

Instruments financiers

Aux 31 décembre <i>(en millions \$)</i>	2011		2010	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
Billet de la société Waneta	45	49	42	40
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an ¹⁾	5 788	7 143	5 669	6 431
Actions privilégiées classées comme dette ²⁾	320	348	320	344

¹⁾ La valeur comptable au 31 décembre 2011 exclut les frais financiers reportés non amortis de 43 millions \$ (42 millions \$ au 31 décembre 2010) et les obligations liées aux contrats de location-acquisition de 40 millions \$ (38 millions \$ au 31 décembre 2010).

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 634 millions \$ au 31 décembre 2011 (valeur comptable de 592 millions \$ et juste valeur de 615 millions \$ au 31 décembre 2010).

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, comme c'est le cas pour le billet de la société Waneta, 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 équivalant 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 ou le billet avant l'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.

Rapport de gestion

Le tableau des instruments financiers ci-dessus ne tient pas compte de l'autre actif à long terme associé à l'investissement antérieur de la Société dans Belize Electricity, qui a été exproprié par le gouvernement du Belize en juin 2011. La juste valeur de Belize Electricity établie selon l'évaluation du gouvernement du Belize est bien inférieure à la juste valeur de l'entreprise établie selon l'évaluation indépendante commandée par la Société. En raison de la nature incertaine du montant final et de la capacité du gouvernement du Belize de verser le dédommagement à Fortis à l'égard de l'expropriation de Belize Electricity, la Société a comptabilisé l'autre actif à long terme à la valeur comptable de l'investissement antérieur de la Société dans Belize Electricity, y compris l'effet de change.

De temps à autre, la Société et ses filiales ont recours aux instruments financiers dérivés pour couvrir les risques de fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix du combustible et 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 2011 et 2010.

Instruments financiers dérivés

Aux 31 décembre	2011				2010	
	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						
Contrat de change à terme	< 1	1	–	–	–	–
Contrats d'options sur combustible	< 1	2	(1)	(1)	–	–
Dérivés sur gaz naturel						
Swaps et options	Jusqu'à 3	143	(135)	(135)	(162)	(162)
Primes liées aux contrats	Jusqu'à 3	57	–	–	(5)	(5)

Le contrat de change à terme est détenu par FEI afin de couvrir le risque de flux de trésorerie à l'égard d'environ 4 millions \$ US qui restent à payer en vertu d'un contrat visant la mise en œuvre d'un système d'information clients. FEVI était aussi contrepartie à un contrat de change à terme pour couvrir les flux de trésorerie à l'égard de paiements libellés en dollars américains en vertu d'un contrat visant la construction de l'installation de stockage de GNL sur l'île de Vancouver. Au cours de 2011, le contrat de change à terme de FEVI est venu à échéance.

Les contrats d'options sur combustible sont détenus par Caribbean Utilities. Au cours de 2011, le programme de gestion de la volatilité des prix du combustible de la société a été approuvé par l'organisme de réglementation afin de réduire l'impact de la volatilité des prix du combustible sur les tarifs imposés à la clientèle et Caribbean Utilities a conclu deux contrats d'options sur combustible.

Les dérivés sur gaz naturel sont détenus par les sociétés FortisBC Energy et servent à fixer le prix d'achat réel du gaz naturel, les contrats d'approvisionnement en gaz naturel étant assortis pour la plupart de prix variables au lieu de prix fixes. La stratégie de gestion du risque lié aux prix adoptée par les sociétés FortisBC Energy vise à augmenter la probabilité que les prix du gaz naturel demeurent concurrentiels, à atténuer l'incidence de la volatilité des prix du gaz sur les tarifs imposés à la clientèle et à réduire le risque d'écart de prix à l'échelle régionale. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Risque lié au prix des marchandises » du présent rapport de gestion.

Les variations de la juste valeur du contrat de change à terme, des contrats d'options sur combustible 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 remboursement aux clients à même les tarifs futurs. La juste valeur des instruments financiers dérivés a été comptabilisée dans les crédettes aux 31 décembre 2011 et 2010.

Le contrat de change à terme est évalué à la valeur actualisée de ses flux de trésorerie selon un taux de change du marché et la courbe des taux de change à terme. Les contrats d'options sur combustible sont évalués à partir des prix du marché publiés pour des biens similaires. Les dérivés sur gaz naturel sont évalués à la valeur actualisée des flux de trésorerie selon les cours du marché et les courbes à terme du coût du gaz naturel. Les justes valeurs du contrat de change à terme, des contrats d'options sur combustible et des dérivés sur gaz naturel sont des estimations des montants qui auraient dû être reçus ou payés 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 peuvent être établies avec précision du fait qu'elles comportent des incertitudes et des questions de jugement, et par conséquent, elles pourraient s'avérer inefficaces pour prédire le bénéfice consolidé futur ou les 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 de présentation. Les estimations et jugements reposent sur l'expérience historique, les conditions actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances. Certains montants sont 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 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 : De façon générale, les conventions comptables des entreprises de services publics réglementés de la Société sont assujetties à l'examen et à l'approbation par les organismes de réglementation respectifs. Ces conventions comptables peuvent différer de celles utilisées par des entités non assujetties à une réglementation tarifaire. Le moment choisi pour la constatation de certains actifs, passifs, produits et charges peut, en raison des exigences de la réglementation, différer de celui autrement prévu pour les entités non assujetties à la réglementation des tarifs. 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 recouvrement 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 2011, Fortis avait comptabilisé des actifs réglementaires à court et à long terme de 1 195 millions \$ (1 095 millions \$ au 31 décembre 2010) et des passifs réglementaires à court et à long terme de 601 millions \$ (527 millions \$ au 31 décembre 2010).

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 2011, les immobilisations, les biens productifs et les actifs incorporels consolidés des entreprises de services publics de la Société s'établissaient à environ 9,6 milliards \$, ou environ 71 % du total des actifs consolidés, alors qu'au 31 décembre 2010, ils représentaient environ 9,1 milliards \$, ou environ 70 %, du total des actifs consolidés. La hausse des immobilisations est principalement liée aux dépenses en immobilisations, qui ont totalisé environ 1,2 milliard \$ en 2011. La dotation aux amortissements pour 2011 s'est établie à 419 millions \$, contre 410 millions \$ pour 2010. 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 l'exigent les organismes de réglementation respectifs de FortisAlberta, de Newfoundland Power et de Maritime Electric, les taux d'amortissement de ces sociétés comprennent 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 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 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. 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 2011, le solde de ce passif réglementaire s'établissait à 354 millions \$ (339 millions \$ au 31 décembre 2010). Le montant des coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux provisionné et comptabilisé dans la dotation aux amortissements en 2011 a été de 53 millions \$ (50 millions \$ en 2010).

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. Une étude sur l'amortissement menée à Newfoundland Power au premier semestre de 2011, fondée sur les immobilisations en service au 31 décembre 2010, révèle un écart d'environ 18 millions \$ quant à l'amortissement cumulé. Sous réserve de l'approbation de l'organisme de réglementation, cet écart devrait accroître l'amortissement des immobilisations dans les exercices futurs, lequel sera recouvré dans les tarifs futurs imposés à la clientèle. Des études sur l'amortissement menées aux sociétés FortisBC Energy, à FortisBC Electric et à FortisAlberta au cours de 2011 ont été déposées avec les demandes de tarifs déposées auprès des organismes de réglementation respectifs. L'incidence de ces études sera établie sur la base des décisions tarifaires finales des organismes de réglementation, qui sont attendues en 2012.

Impôts sur les bénéfiques : Les impôts sur les bénéfiques sont établis selon les impôts sur les bénéfiques exigibles de la Société et les estimations des impôts sur les bénéfices 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'impôt 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 bénéfices imposables futurs. Si la recouvrabilité est improbable, une provision pour moins-value est comptabilisée en réduction des bénéfices 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 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.

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. 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. 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. Au 1^{er} octobre de chaque exercice, la Société passe l'écart d'acquisition en revue pour déceler toute perte de valeur. 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 2011.

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 sont 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 moyen pondéré prévu des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées, aux fins de l'estimation du coût net des régimes de retraite pour 2012, est de 6,76 %, légèrement en baisse par rapport au taux de 6,88 % utilisé en 2011. Les actifs des régimes de retraite à prestations déterminées ont eu des rendements positifs totalisant environ 42 millions \$ en 2011, comparativement à des rendements positifs prévus de 47 millions \$. Les taux de rendement à long terme prévus présumés des actifs des régimes de retraite se situent dans la fourchette des rendements prévus selon les modèles internes fournis par les actuaires.

Le taux d'actualisation moyen pondéré présumé qui a servi à évaluer les obligations au titre des prestations constituées aux dates d'évaluation applicables en 2011 et à établir le coût net des régimes de retraite pour 2012 est de 4,65 %, comparativement au taux de 5,37 % utilisé pour évaluer les obligations au titre des prestations constituées en 2010 et pour établir le coût net des régimes de retraite pour 2011. Cette baisse du taux d'actualisation moyen pondéré présumé découle principalement 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 sur les obligations de grande qualité assurant des flux de trésorerie qui 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.

En 2011, le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées consolidé a augmenté de 7 millions \$ par rapport à 2010 en raison surtout de l'incidence de taux d'actualisation présumés moins élevés pour le calcul du coût net des régimes de retraite en 2011 comparativement à 2010, 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 2012 par rapport à 2011, en raison surtout de la baisse des taux d'actualisation présumés dans l'évaluation des obligations au titre des régimes de retraite. Cette hausse du coût des régimes devrait être recouverte dans les tarifs imposés à la clientèle aux entreprises de services publics réglementés, sous réserve du risque lié aux prévisions à certaines entreprises plus petites.

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 2011 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 2011, 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 2011

Augmentation (diminution)	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⁾	
	Entreprises de services publics réglementés de gaz ¹⁾	Entreprises de services publics réglementés d'électricité	Entreprises de services publics réglementés de gaz ¹⁾	Entreprises de services publics réglementés d'électricité	Entreprises de services publics réglementés de gaz	Entreprises de services publics réglementés d'électricité	Entreprises de services publics réglementés de gaz	Entreprises de services publics réglementés d'électricité
<i>(en millions \$)</i>								
Incidence d'une								
augmentation de 100 points								
de base de l'hypothèse								
de taux de rendement								
	3	(5)	(3)	5	–	–	43	2
Incidence d'une								
diminution de 100 points								
de base de l'hypothèse								
de taux de rendement								
	(2)	5	2	(5)	–	–	(35)	(6)
Incidence d'une								
augmentation de 100 points								
de base de l'hypothèse								
de taux d'actualisation								
	(7)	(8)	6	8	(2)	–	(66)	(71)
Incidence d'une								
diminution de 100 points								
de base de l'hypothèse								
de taux d'actualisation								
	8	10	(6)	(10)	2	–	82	89

¹⁾ Aux sociétés FortisBC Energy et à FortisBC Electric, la méthode employée 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, se fonde sur le 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. La direction de l'incidence d'une variation du taux de rendement sur l'hypothèse relative aux actifs des régimes aux sociétés FortisBC Energy résulte également de la méthode utilisée pour établir l'hypothèse d'indexation des régimes de retraite.

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. Des hypothèses semblables à celles décrites ci-dessus, 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.

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 de retraite à prestations déterminées de FortisAlberta est aussi recouvré à même les tarifs imposés à la clientèle en fonction des paiements au comptant versés. Tout écart entre les paiements au comptant faits au cours de l'exercice et le coût engagé au cours de l'exercice est reporté à titre d'actif réglementaire ou de passif réglementaire. Par conséquent, des modifications des hypothèses entraînent des variations des actifs réglementaires et des passifs réglementaires pour FortisAlberta. 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. Comme il est analysé à la rubrique du présent rapport de gestion intitulée « Gestion des risques d'affaires – Rendement des régimes de retraite à prestations déterminées et besoins de capitalisation », les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric, et Newfoundland Power à compter de 2011, ont 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. Rien ne garantit toutefois que les mécanismes de report ci-dessus utilisés aux sociétés FortisBC Energy et à FortisBC Electric seront maintenus dans l'avenir, puisqu'ils dépendent des décisions et ordonnances réglementaires futures.

Au 31 décembre 2011, pour l'ensemble des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR, la Société avait un actif au titre des prestations constituées consolidé de 87 millions \$ (94 millions \$ au 31 décembre 2010) et un passif au titre des prestations constituées consolidé de 168 millions \$ (157 millions \$ au 31 décembre 2010). En 2011, la Société a comptabilisé un coût net au titre des prestations constituées consolidé de 54 millions \$ (38 millions \$ en 2010) 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. Des incertitudes pèsent également sur l'estimation des coûts futurs de mise hors service des immobilisations en raison d'événements externes potentiels tels que des modifications aux lois ou règlements, et

des percées dans les technologies de remise en état des lieux. 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 2011 et 2010, à l'exception des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations comptabilisées par FortisBC Electric.

Au 31 décembre 2011, FortisBC Electric avait comptabilisé des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 4 millions \$ (3 millions \$ au 31 décembre 2010) liées à l'enlèvement de l'huile contaminée aux biphényles polychlorés (« BPC ») de son équipement électrique, qui ont été classées dans le bilan consolidé à titre d'autres passifs à long terme avec compensation dans les immobilisations de services publics. Tous les facteurs utilisés pour estimer les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de FortisBC Electric 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. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations peuvent changer d'une période à l'autre en raison des changements dans l'estimation de ces incertitudes. 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 2011, 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 puisqu'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, que des actifs soient mis hors service 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 : Les entreprises de services publics réglementés de la Société comptabilisent leurs produits selon la comptabilité d'exercice. Le gaz et l'électricité consommés 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, habituellement une fois par mois, et la facturation est établie en fonction de ces lectures. À la fin de chaque période de présentation, 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. Le total des produits non facturés pour la période correspond aux ventes de gaz naturel et d'électricité estimatives aux clients pour 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 2011, les produits non facturés comptabilisés dans les débiteurs étaient d'environ 341 millions \$ (342 millions \$ au 31 décembre 2010) sur des produits consolidés annuels d'environ 3 747 millions \$ pour 2011 (3 657 millions \$ pour 2010).

Coûts indirects capitalisés : Conformément aux exigences de leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés FortisBC Energy, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, 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 d'investissement. 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. Les coûts indirects capitalisés (« CIC ») sont imputés aux immobilisations de services publics construites et amortis sur leur durée de service estimative. En 2011, les CIC ont totalisé 58 millions \$ (57 millions \$ en 2010). 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.

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.

FHI

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

Rapport de gestion

En 2009, FHI 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, Inc. FHI a déposé sa défense. Au cours du deuxième trimestre de 2010, FHI 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 pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés.

FortisBC Electric

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a allégué des manquements au Code d'exploitation forestière et de la négligence à l'égard d'un incendie de forêt survenu près du lac Vaseux et a déposé et signifié un bref et une déclaration contre FortisBC Electric datés du 2 août 2005. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a maintenant inclus dans son action des dommages d'environ 13,5 millions \$ sans les quantifier en détail. De plus, les propriétaires fonciers ont déposé et signifié des brefs et des déclarations distincts datés du 19 août 2005 et du 22 août 2005 à l'égard de montants non présentés, en rapport avec cette même affaire. FortisBC Electric et ses assureurs se défendent contre ces réclamations. 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.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Le tableau suivant présente les informations financières annuelles pour les exercices clos les 31 décembre 2011, 2010 et 2009. L'information financière a été dressée en dollars canadiens et conformément aux PCGR du Canada. 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.

Principales informations financières annuelles

Exercices clos les 31 décembre

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

	2011	2010	2009
Produits d'exploitation	3 747	3 657	3 641
Bénéfice net	356	323	292
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	318	285	262
Total de l'actif	13 562	12 909	12 139
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (excluant la tranche à court terme)	5 679	5 609	5 276
Actions privilégiées ¹⁾	912	912	667
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	3 877	3 305	3 193
Résultat de base par action ordinaire	1,75	1,65	1,54
Résultat dilué par action ordinaire	1,74	1,62	1,51
Dividendes déclarés par action ordinaire ²⁾	1,17	1,41	0,78
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série C ²⁾	1,3625	1,7031	1,0219
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série E ²⁾	1,2250	1,5313	0,9188
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série F ²⁾	1,2250	1,5313	0,9188
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série G ²⁾	1,3125	1,6406	0,9844
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série H ^{2), 3)}	1,0625	1,1636	—

¹⁾ Comprennent les actions privilégiées classées comme capitaux propres et comme dette 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 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.

2011/2010 – Les produits ont augmenté de 90 millions \$, ou 2,5 %, par rapport à 2010, et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a atteint 318 millions \$, en hausse de 33 millions \$ par rapport à 2010. Pour en savoir plus sur les raisons à l'origine de l'augmentation des produits et du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires d'exercice en exercice, se reporter aux rubriques « Résultats d'exploitation consolidés » et « Faits saillants financiers » du présent rapport de gestion. Le total de l'actif a progressé surtout grâce aux investissements soutenus de la Société dans son infrastructure énergétique, en raison des programmes d'investissement de FortisAlberta, de FortisBC Electric et des sociétés FortisBC Energy. La hausse de la dette à long terme a permis de soutenir les investissements dans l'infrastructure énergétique, en partie neutralisée par le remboursement en 2011 des emprunts sur les facilités de crédit consenties, qui sont classés à long terme, au moyen d'une tranche du produit tiré de l'émission d'actions ordinaires d'un capital de 341 millions \$. L'augmentation de l'actif total et de la dette à long terme a en partie été contrebalancée par l'incidence de l'expropriation de Belize Electricity et de l'arrêt consécutif de la comptabilisation des résultats de l'entreprise selon la méthode de la consolidation en 2011. Le résultat de base par action ordinaire a augmenté de 0,10 \$, ou 6 %, par rapport à 2010, en raison surtout de l'augmentation du bénéfice, en partie contrebalancée par l'incidence d'une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, principalement liée à l'offre publique d'actions ordinaires en 2011. Les dividendes déclarés par action ordinaire et par action privilégiée en 2011 ont subi une diminution comparativement à 2010 en raison du moment de leur déclaration, contrebalancée en partie par une hausse de 3,4 % du dividende trimestriel sur actions ordinaires déclaré au quatrième trimestre de 2011. 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, ce qui a donné lieu à cinq trimestres de déclaration de dividendes par action ordinaire en 2010.

2010/2009 – Les produits ont augmenté de 16 millions \$, ou 0,4 %, par rapport à 2009. L'augmentation a principalement découlé : i) des hausses de la base tarifaire des entreprises de services publics réglementés au Canada, conjuguées à l'augmentation des produits tirés des tarifs d'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; et 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. 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 attribuable aux entreprises de services publics d'électricité dans l'Ouest canadien; ii) à la hausse des RCP autorisés pour les sociétés FortisBC Energy à compter du 1^{er} juillet 2009 et pour FortisBC Electric à compter du 1^{er} janvier 2010, de même qu'à l'augmentation de la composante capitaux propres de la structure du capital à FEI à compter du 1^{er} janvier 2010; iii) à la croissance de la clientèle à FortisAlberta; iv) et à la hausse des ventes d'électricité à Newfoundland Power. L'augmentation du bénéfice traduit aussi 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 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. L'augmentation du bénéfice a été en partie contrebalancée par la baisse des contributions des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes, découlant entre autres de l'effet défavorable de la conversion 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. Le total de l'actif a progressé surtout grâce aux investissements soutenus de la Société dans son infrastructure énergétique, en raison particulièrement des programmes d'investissement de FortisAlberta, de FortisBC Electric et des sociétés FortisBC Energy. La hausse de la dette à long terme a permis de soutenir les investissements dans l'infrastructure énergétique. Le résultat de base par action ordinaire a monté 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 par rapport à 2009 en raison surtout 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.

RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Les tableaux suivants présentent les informations financières non auditées des trimestres clos les 31 décembre 2011 et 2010. L'information financière a été dressée en dollars canadiens et conformément aux PCGR du Canada. Une analyse des résultats financiers du quatrième trimestre de 2011 figure aussi dans le communiqué de presse du quatrième trimestre de 2011 de la Société, daté du 9 février 2012 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			Produits d'exploitation		
	Ventes d'énergie et d'électricité			(en millions \$)		
	2011	2010	Écart	2011	2010	Écart
Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada (TJ)						
Sociétés FortisBC Energy	62 753	60 398	2 355	477	479	(2)
Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada (GWh)						
FortisAlberta	4 232	4 255	(23)	102	99	3
FortisBC Electric	843	847	(4)	81	73	8
Newfoundland Power	1 527	1 488	39	156	152	4
Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	568	578	(10)	84	87	(3)
	7 170	7 168	2	423	411	12
Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	174	270	(96)	70	84	(14)
Activités non réglementées – Fortis Generation	112	137	(25)	9	9	–
Activités non réglementées – Fortis Properties				58	57	1
Siège social et autres				7	7	–
Éliminations intersectorielles				(7)	(13)	6
Total				1 037	1 034	3

Facteurs contribuant à l'écart dans les volumes de gaz

Favorables

- Hausse de la consommation moyenne des clients des secteurs résidentiel et commercial en raison des températures moins élevées
- Augmentation des volumes transportés en raison de l'amélioration de la conjoncture économique, ce qui a une incidence favorable sur les secteurs forestier et minier

Défavorable

- Baisse des volumes aux termes des contrats à revenu fixe, essentiellement attribuable aux précipitations accrues, de sorte qu'il a été plus économique pour un client important de ne pas utiliser sa centrale alimentée au gaz naturel pendant de longues périodes au cours de 2011

Facteurs contribuant aux écarts dans les ventes d'énergie et d'électricité

Défavorables

- Baisse des ventes d'électricité aux entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes en raison de l'expropriation de Belize Electricity et de l'arrêt consécutif de la méthode de la consolidation pour cette entreprise, à compter du 20 juin 2011, et baisse de la consommation d'énergie attribuable aux difficultés économiques dans la région et au coût élevé du combustible, compensées en partie par la croissance du nombre de clients et des températures plus élevées dans la région au quatrième trimestre de 2011, ce qui a donné lieu à un accroissement de la demande de climatisation. Compte non tenu de Belize Electricity, les ventes d'électricité ont augmenté de 3,7 % par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Baisse des ventes d'énergie par les activités non réglementées de Fortis Generation liée à une diminution de la production dans le nord de l'État de New York, en raison de la mise hors service d'une centrale en mai 2011, compensée en partie par une hausse de la production au Belize en raison de précipitations plus abondantes
- Baisse des livraisons d'énergie par FortisAlberta, associée à une diminution de la consommation moyenne par le secteur du gaz en raison d'une baisse de l'activité découlant de la faiblesse des prix du marché du gaz; baisse de la consommation moyenne par le secteur des champs pétroliers; et baisse de la consommation moyenne par les clients résidentiels en raison de températures plus élevées que la normale au quatrième trimestre de 2011. Les baisses ci-dessus ont été annulées en partie par la croissance du nombre de clients et la hausse de la consommation moyenne de la clientèle des secteurs de l'agriculture et de l'irrigation, en raison des écarts dans les précipitations par rapport à l'exercice précédent.
- Baisse des ventes d'électricité par les autres entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada, découlant d'une diminution de la consommation moyenne par les clients résidentiels en Ontario, reflet de températures plus modérées, ce qui a réduit la demande de chauffage; et baisse de la consommation moyenne par les clients industriels à l'Î.-P.-É., en raison d'une baisse des activités d'entreposage et de stockage des récoltes dans le secteur agricole. Les baisses ci-dessus ont été partiellement compensées par la croissance du nombre de clients résidentiels et une hausse de la consommation moyenne par les clients résidentiels à l'Î.-P.-É., reflet de températures moins élevées qui ont fait augmenter la demande de chauffage de ce secteur.

Favorable

- Augmentation des ventes d'électricité par Newfoundland Power, associée à la croissance de la clientèle, et consommation moyenne plus élevée traduisant une plus grande utilisation du chauffage électrique par rapport au chauffage à l'huile dans les nouvelles résidences, conjuguée à une solide croissance économique

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

Favorables

- Augmentation des tarifs de livraison de gaz et de la composante tarifs de base des tarifs d'électricité pour la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société au Canada
- Transfert dans les tarifs d'électricité facturés à la clientèle de la hausse des coûts de l'approvisionnement énergétique pour Caribbean Utilities
- Croissance du nombre de clients, principalement à FortisAlberta
- Hausse des ventes de gaz

Défavorables

- Expropriation de Belize Electricity et arrêt consécutif de la comptabilisation des résultats de cette entreprise de services publics selon la méthode de la consolidation, à compter du 20 juin 2011
- Baisse du coût du gaz naturel facturé à la clientèle
- Réduction des produits tirés des tarifs comptabilisés pour FortisAlberta au cours du quatrième trimestre de 2011, reflétant l'incidence cumulative, à compter du 1^{er} janvier 2011, de la baisse du RCP autorisé pour 2011
- Diminution de la composante tarifs de base des tarifs facturés à la clientèle de Maritime Electric, associée au recouvrement des coûts de l'approvisionnement énergétique
- Diminution des produits d'exploitation tirés des poteaux à utilisation conjointe pour Newfoundland Power, attribuable aux nouveaux arrangements relatifs aux structures de soutènement conclus avec Bell Aliant en 2011

Bénéfice net sectoriel attribuable aux actionnaires ordinaires

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

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

	2011	2010	Écart
Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada			
Sociétés FortisBC Energy	51	45	6
Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada			
FortisAlberta	17	17	–
FortisBC Electric	11	10	1
Newfoundland Power	8	9	(1)
Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	4	5	(1)
	40	41	(1)
Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	3	4	(1)
Activités non réglementées – Fortis Generation	5	6	(1)
Activités non réglementées – Fortis Properties	5	7	(2)
Siège social et autres	(18)	(18)	–
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	86	85	1
Résultat de base par action ordinaire (\$)	0,46	0,49	(0,03)

Facteurs contribuant à l'écart dans le bénéfice

Favorable

- Hausse du bénéfice des sociétés FortisBC Energy, stimulée par la croissance de la base tarifaire, le montant moins élevé que prévu des impôts sur les bénéfices et des frais financiers en 2011, et augmentation des volumes de gaz transportés vers les secteurs forestier et minier, partiellement contrebalancées par les ajouts de clients moins élevés et la baisse de la provision capitalisée pour les fonds utilisés pendant la construction

Défavorables

- Baisse du bénéfice de Newfoundland Power, causée principalement par la réduction du RCP autorisé pour 2011, la contribution moindre au bénéfice associée au nouveau contrat de licence relatif aux structures de soutènement visant les poteaux à utilisation conjointe conclu avec Bell Aliant en 2011 et la hausse des charges d'exploitation, partiellement contrebalancées par la baisse des coûts de l'approvisionnement énergétique au quatrième trimestre de 2011 et la hausse des ventes d'électricité
- Recul du bénéfice affiché par les autres entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada, résultant principalement de la baisse des ventes d'électricité et de l'augmentation des charges d'exploitation
- Recul du bénéfice affiché par les entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes, reflétant le recul des bénéfices de Fortis Turks and Caicos associé à la hausse des coûts d'amortissement et des charges d'exploitation, partiellement contrebalancé par la baisse des coûts de l'approvisionnement énergétique en 2011
- Recul du bénéfice de Fortis Properties, découlant surtout de la hausse des impôts sur les bénéfices des sociétés

Sommaire des flux de trésorerie consolidés

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

(en millions \$)

	2011	2010	Écart
Trésorerie au début de la période	108	64	44
Flux de trésorerie liés à ce qui suit :			
Activités d'exploitation	227	198	29
Activités d'investissement	(369)	(333)	(36)
Activités de financement	124	180	(56)
Effet de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(1)	–	(1)
Trésorerie à la fin de la période	89	109	(20)

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, après ajustements du fonds de roulement, ont augmenté de 29 millions \$ en regard du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout des variations favorables du fonds de roulement et de l'accroissement des bénéfices. Les variations favorables du fonds de roulement attribuables aux débiteurs et aux stocks ont été en partie contrebalancées par les variations défavorables des créateurs.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont enregistré une hausse de 36 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La hausse résulte d'un paiement reporté de 49 millions \$ effectué en décembre 2011, en vertu d'une entente liée à l'acquisition de FEVI par FHI en 2002. Le paiement reporté était initialement classé dans les autres passifs à long terme. Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont également marqué une hausse en raison de l'acquisition de l'hôtel Hilton Suites Winnipeg Airport en octobre 2011. Les hausses ci-dessus ont été partiellement contrebalancées par le produit plus élevé tiré de la vente d'immobilisations de services publics associée à la vente de poteaux à utilisation conjointe par Newfoundland Power en octobre 2011.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont baissé de 56 millions \$ en regard du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison : i) du produit moins élevé tiré des émissions de titres de créance à long terme; ii) des remboursements plus élevés faits sur les emprunts à court terme; et iii) de la baisse des avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle dans la société Waneta, en partie contrebalancés par une baisse des remboursements faits sur la dette à long terme et les emprunts faits sur les facilités de crédit confirmées qui sont classés à long terme.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Le tableau suivant présente les informations trimestrielles non auditées pour chacun des huit trimestres de la période du 31 mars 2010 au 31 décembre 2011. Ces informations trimestrielles ont été préparées en dollars canadiens et sont tirées des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société, qui ont été dressés selon les PCGR du Canada. 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. Ces résultats financiers ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats de toute période future et on ne devrait pas s'y fier pour prédire le rendement futur.

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 2011	1 037	86	0,46	0,45
30 septembre 2011	702	57	0,31	0,31
30 juin 2011	849	58	0,33	0,33
31 mars 2011	1 159	117	0,67	0,65
31 décembre 2010	1 034	85	0,49	0,47
30 septembre 2010	719	45	0,26	0,26
30 juin 2010	834	55	0,32	0,32
31 mars 2010	1 070	100	0,58	0,56

Un sommaire des huit derniers trimestres reflète principalement la croissance interne continue de la Société ainsi que le caractère saisonnier de ses 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 du calendrier 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 filiales de Fortis, le caractère saisonnier peut varier. Les sociétés FortisBC Energy génèrent la majeure partie de leur bénéfice annuel au cours du premier et du quatrième trimestres. Le bénéfice pour le troisième trimestre clos le 30 septembre 2011 comprend les frais de résiliation de 11 millions \$ après impôts payés à Fortis par la CVPS. Les résultats financiers du quatrième trimestre clos le 31 décembre 2011 reflètent l'acquisition, en octobre 2011, de l'hôtel Hilton Suites Winnipeg Airport. Les résultats financiers à partir du 20 juin 2011 reflètent l'arrêt de la comptabilisation de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation en raison de l'expropriation de l'entreprise de services publics par le gouvernement du Belize. Pour plus de renseignements, se reporter aux rubriques « Tendances et risques principaux – Actifs expropriés » et « Gestion des risques d'affaires – Investissement au Belize » du présent rapport de gestion. Les produits d'exploitation du troisième trimestre clos le 30 septembre 2010 tiennent compte de l'incidence favorable rétroactive cumulative liée à la décision rendue à l'égard des besoins en revenus de FortisAlberta en 2010. La mise en service de la centrale hydroélectrique Vaca en mars 2010 a influé favorablement sur les résultats financiers à ce jour.

Décembre 2011/décembre 2010 – Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 86 millions \$, ou 0,46 \$ l'action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2011, comparativement au bénéfice de 85 millions \$, ou 0,49 \$ l'action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2010. Une analyse des écarts entre les résultats financiers du quatrième trimestre de 2011 et ceux du quatrième trimestre de 2010 est présentée à la rubrique « Résultats du quatrième trimestre » du présent rapport de gestion.

Septembre 2011/septembre 2010 – Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 57 millions \$, ou 0,31 \$ l'action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2011, contre un bénéfice de 45 millions \$, ou 0,26 \$ l'action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2010. La hausse du bénéfice est principalement attribuable aux frais après impôts de 11 millions \$ payés à Fortis en juillet 2011 à la suite de la résiliation de l'accord de fusion entre Fortis et la CVPS. Les résultats se sont également améliorés en raison de la croissance de la base tarifaire associée à l'investissement dans l'infrastructure énergétique, principalement pour les entreprises de services publics réglementés de l'Ouest canadien, d'un gain de change net d'environ 2,5 millions \$ après impôts associé à l'investissement antérieur dans Belize Electricity, qui était couvert, de charges d'exploitation moins élevées que prévu pour les sociétés FortisBC Energy, en raison du calendrier des dépenses et de la capitalisation de certaines charges d'exploitation en 2011, et de la hausse du RCP autorisé pour Algoma Power. Les hausses du bénéfice ci-dessus ont été annulées en partie par l'incidence de la reprise approuvée par l'organisme de réglementation au troisième trimestre de 2010 d'un montant de 4 millions \$ après impôts du dépassement de coûts qui avait été passé en charges en 2009 relativement à la conversion, du propane au gaz naturel, des appareils de la clientèle de Whistler, l'expropriation de Belize Electricity et l'arrêt consécutif de la comptabilisation des résultats de cette entreprise selon la méthode de la consolidation en juin 2011, la baisse de la provision capitalisée pour les fonds utilisés pendant la construction pour FortisBC Electric, la baisse des activités de production d'hydroélectricité non réglementées au Belize et le moment de la comptabilisation de la décision rendue à l'égard des besoins en revenus de FortisAlberta en 2010. L'incidence cumulative favorable de la décision a été comptabilisée au troisième trimestre de 2010 lorsque la décision a été reçue.

Juin 2011/juin 2010 – Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 58 millions \$, ou 0,33 \$ l'action ordinaire, au deuxième trimestre de 2011, par rapport à un bénéfice de 55 millions \$, ou 0,32 \$ l'action ordinaire, au deuxième trimestre de 2010. L'augmentation est principalement attribuable à l'amélioration du rendement des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada, attisée par la croissance de la base tarifaire associée aux investissements dans l'infrastructure énergétique notamment par les entreprises de services publics d'électricité dans l'Ouest canadien, le rendement dégagé par les investissements additionnels de FortisAlberta dans les compteurs automatisés, approuvé par l'organisme de réglementation, la baisse des coûts de l'électricité achetée au prix du marché par FortisBC Electric et l'augmentation du RCP autorisé d'Algoma Power. Les résultats se sont également améliorés sous l'effet d'une baisse des coûts de développement des affaires. Les augmentations du bénéfice mentionnées ci-dessus ont été en partie annulées par l'incidence défavorable du calendrier des dépenses associées à l'augmentation de certaines charges d'exploitation approuvée par l'organisme de réglementation pour les sociétés FortisBC Energy au cours de 2011, la baisse des activités de production d'hydroélectricité non réglementées au Belize et la diminution de la contribution de Fortis Properties, reflet d'une baisse du taux d'occupation des propriétés hôtelières dans l'Ouest canadien et d'une hausse des charges d'exploitation. Au cours du deuxième trimestre de 2011, le gouvernement du Belize a exproprié l'investissement de la Société dans Belize Electricity.

Mars 2011/mars 2010 – Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 117 millions \$, ou 0,67 \$ l'action ordinaire, pour le premier trimestre de 2011, en regard d'un bénéfice de 100 millions \$, ou 0,58 \$ l'action ordinaire, pour le premier trimestre de 2010. La hausse est principalement attribuable à une amélioration du rendement des entreprises de services publics réglementés dans l'Ouest canadien, attisée par la croissance globale de la base tarifaire associée aux investissements dans l'infrastructure énergétique, la hausse des ventes d'énergie par FortisBC Electric et FortisAlberta, le moment de la comptabilisation de l'incidence cumulative des décisions rendues à l'égard des besoins en revenus de FortisAlberta et FEWI pour 2010 et un gain de 1 million \$ à la vente de biens à FortisAlberta. Cette hausse a été annulée en partie par l'incidence défavorable du calendrier de dépenses associée à l'augmentation de certaines charges d'exploitation, approuvée par l'organisme de réglementation, pour les sociétés FortisBC Energy au cours de 2011. Le bénéfice a également augmenté sous l'effet d'une baisse des coûts de développement des affaires et d'une hausse de la production hydroélectrique non réglementée au Belize.

ÉVALUATION PAR 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 2011 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 2011 et, selon cette évaluation, ont conclu que les contrôles sont efficaces pour fournir cette assurance raisonnable. Au cours du quatrième trimestre de 2011, 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

Le 21 février 2012, Fortis a annoncé avoir conclu une entente portant sur l'acquisition de CH Energy Group pour 65,00 \$ US par action ordinaire au comptant, pour un prix d'acquisition global d'environ 1,5 milliard \$ US, y compris la prise en charge d'une dette d'environ 500 millions \$ US à la conclusion de l'acquisition (l'« acquisition »). CH Energy Group est une société de distribution d'énergie ayant son siège social à Poughkeepsie, dans l'État de New York. Sa principale société, Central Hudson Gas & Electric Corporation, fournit des services publics réglementés de transport et de distribution d'énergie à quelque 300 000 consommateurs d'électricité et 75 000 consommateurs de gaz naturel dans huit comtés de la région médiane de la vallée de l'Hudson dans l'État de New York. La clôture de l'acquisition, qui devrait avoir lieu dans environ 12 mois, est sous réserve de l'approbation des porteurs d'actions ordinaires de CH Energy Group, des approbations réglementaires et d'autres approbations, ainsi que du respect des conditions de clôture habituelles. L'acquisition devrait immédiatement contribuer au bénéfice par action ordinaire, à l'exclusion des frais non récurrents liés à la transaction.

PERSPECTIVES

L'important programme d'investissement de la Société, qui devrait atteindre environ 5,5 milliards \$ au cours de la période de cinq ans allant de 2012 à 2016, devrait favoriser la croissance continue 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 recherchera 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 12 mars 2012, la Société avait 189,3 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.

Nombre d'actions ordinaires qui seraient émises si les options sur actions et les actions privilégiées de premier rang, série C et série E, étaient converties au 12 mars 2012 :

Conversion de titres en actions ordinaires

Au 12 mars 2012 (*non audité*)

Titre	Nombre d'actions ordinaires <i>(en millions)</i>
Options sur actions	4,7
Actions privilégiées de premier rang, série C	4,0
Actions privilégiées de premier rang, série E	6,5
Total	15,2

Des renseignements additionnels, y compris la notice annuelle 2011, la circulaire d'information de la direction et les états financiers consolidés de Fortis 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	79	NOTE 15	Actions privilégiées	108
Rapport des auditeurs indépendants	79	NOTE 16	Actions ordinaires	110
Bilans consolidés	80	NOTE 17	Régimes de rémunération à base d'actions	111
États des résultats consolidés	81	NOTE 18	Cumul des autres éléments du résultat étendu	114
États des bénéfices non répartis consolidés	81	NOTE 19	Participations ne donnant pas le contrôle	115
États du résultat étendu consolidés	81	NOTE 20	Autres revenus (charges), montant net	115
États des flux de trésorerie consolidés	82	NOTE 21	Frais financiers	115
Notes afférentes aux états financiers consolidés	83	NOTE 22	Impôts sur les bénéfices des sociétés	116
NOTE 1 Description des activités	83	NOTE 23	Avantages sociaux futurs	117
NOTE 2 Nature de la réglementation	85	NOTE 24	Acquisition d'entreprise	120
NOTE 3 Sommaire des principales conventions comptables	88	NOTE 25	Information sectorielle	121
NOTE 4 Modifications comptables futures	96	NOTE 26	Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés	122
NOTE 5 Actifs et passifs réglementaires	97	NOTE 27	Gestion du capital	123
NOTE 6 Stocks	103	NOTE 28	Instruments financiers	124
NOTE 7 Actifs détenus en vue de la vente	103	NOTE 29	Gestion du risque financier	125
NOTE 8 Autres actifs	103	NOTE 30	Engagements	130
NOTE 9 Immobilisations de services publics	104	NOTE 31	Actifs expropriés	132
NOTE 10 Biens productifs	105	NOTE 32	Passifs éventuels	133
NOTE 11 Actifs incorporels	105	NOTE 33	Événement postérieur à la date du bilan	133
NOTE 12 Écart d'acquisition	106	NOTE 34	Chiffres correspondants	133
NOTE 13 Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition	106			
NOTE 14 Autres passifs	108			

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés annuels ci-joints de Fortis Inc. et toute l'information contenue dans le rapport annuel de 2011 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 2011 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 à 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 2011 ainsi que le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel de 2011 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 2011 et son 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 2011 et 2010 et les états consolidés des résultats, du résultat étendu, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, 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 2011 et 2010, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

St. John's, Canada
Le 13 mars 2012

Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l.
Comptables agréés

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	2011	2010
Actifs à court terme		(note 34)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	89 \$	109 \$
Débiteurs (note 29)	644	655
Charges payées d'avance	19	17
Actifs réglementaires (note 5)	210	241
Stocks (note 6)	134	168
Impôts futurs (note 22)	24	14
	1 120	1 204
Actifs détenus en vue de la vente (note 7)	–	45
Autres actifs (note 8)	270	168
Actifs réglementaires (note 5)	985	854
Impôts futurs (note 22)	8	16
Immobilisations de services publics (note 9)	8 687	8 185
Biens productifs (note 10)	594	560
Actifs incorporels (note 11)	341	324
Écart d'acquisition (note 12)	1 557	1 553
	13 562 \$	12 909 \$
PASSIFS ET CAPITAUX PROPRES		
Passifs à court terme		
Emprunts à court terme (note 29)	159 \$	358 \$
Créditeurs et charges à payer	914	953
Dividendes à verser	60	54
Impôts à payer	33	30
Passifs réglementaires (note 5)	43	60
Tranche à court terme de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (note 13)	106	56
Impôts futurs (note 22)	5	6
	1 320	1 517
Autres passifs (note 14)	323	308
Passifs réglementaires (note 5)	558	467
Impôts futurs (note 22)	685	629
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (note 13)	5 679	5 609
Actions privilégiées (note 15)	320	320
	8 885	8 850
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 16)	3 032	2 578
Actions privilégiées (note 15)	592	592
Surplus d'apport	14	12
Composante capitaux propres des débentures convertibles (note 13)	–	5
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 18)	(74)	(94)
Bénéfices non répartis	905	804
	4 469	3 897
Participations ne donnant pas le contrôle (note 19)	208	162
	4 677	4 059
	13 562 \$	12 909 \$

Engagements (note 30)

Passifs éventuels (note 32)

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)

	2011	2010
		(note 34)
Produits d'exploitation	3 747 \$	3 657 \$
Charges		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	1 697	1 686
Charges d'exploitation	865	822
Amortissement	419	410
	2 981	2 918
Bénéfice d'exploitation	766	739
Autres revenus (charges), montant net (note 20)	40	13
Frais financiers (note 21)	370	362
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés	436	390
Impôts sur les bénéfices des sociétés (note 22)	80	67
Bénéfice net	356 \$	323 \$
Bénéfice net attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	9 \$	10 \$
Actionnaires privilégiés	29	28
Actionnaires ordinaires	318	285
	356 \$	323 \$
Résultat par action ordinaire (note 16)		
De base	1,75 \$	1,65 \$
Dilué	1,74 \$	1,62 \$

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)

	2011	2010
Solde au début de l'exercice	804 \$	763 \$
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et privilégiés	347	313
	1 151	1 076
Dividendes sur actions ordinaires	(217)	(244)
Dividendes sur actions privilégiées classées dans les capitaux propres	(29)	(28)
Solde à la fin de l'exercice	905 \$	804 \$

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)

	2011	2010
Bénéfice net	356 \$	323 \$
Autres éléments du résultat étendu		
Gains (pertes) de change latent(e)s, déduction faite des activités de couverture et après impôts (note 18)	2	(12)
Reclassement des pertes de change latentes, déduction faite des activités de couverture et après impôts, liées à Belize Electricity (notes 8 et 18)	17	–
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	1
	20	(11)
Résultat étendu	376 \$	312 \$
Résultat étendu attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	9 \$	10 \$
Actionnaires privilégiés	29	28
Actionnaires ordinaires	338	274
	376 \$	312 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

États des flux de trésorerie consolidés

FORTIS INC.

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

	2011	2010
		(note 34)
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	356 \$	323 \$
Éléments sans effet sur la trésorerie		
Amortissement – immobilisations de services publics et biens productifs	380	368
Amortissement – actifs incorporels	42	40
Amortissement – divers	(3)	2
Impôts futurs (note 22)	4	(3)
Actif au titre des prestations constituées d'avantages sociaux futurs	18	8
Composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (note 20)	(13)	(15)
Autres	(4)	2
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	26	9
	806	734
Variation du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie (note 26)	98	(2)
	904	732
Activités d'investissement		
Variation des autres actifs et des autres passifs	(52)	–
Dépenses en immobilisations – immobilisations de services publics	(1 086)	(1 008)
Dépenses en immobilisations – biens productifs	(30)	(19)
Dépenses en immobilisations – actifs incorporels	(58)	(46)
Apports sous forme d'aide à la construction	75	67
Produit de la vente d'immobilisations de services publics et de biens productifs (note 7)	51	15
Acquisition d'entreprise, déduction faite de l'encaisse acquise (note 24)	(25)	–
	(1 125)	(991)
Activités de financement		
Variation des emprunts à court terme	(198)	(56)
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	343	523
Remboursement de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition	(36)	(329)
(Remboursements) emprunts nets sur les facilités de crédit confirmées	(145)	8
Avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle, montant net	81	45
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais et des dividendes réinvestis	345	22
Émission d'actions privilégiées, déduction faite des frais	–	242
Dividendes		
Actions ordinaires, déduction faite des dividendes réinvestis	(151)	(135)
Actions privilégiées	(29)	(28)
Versement de dividendes de filiales aux participations ne donnant pas le contrôle	(9)	(9)
	201	283
Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(20)	24
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	109	85
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	89 \$	109 \$

Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés (note 26)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2011 et 2010

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

Sociétés FortisBC Energy : englobent FortisBC Energy Inc. (« FEI ») (anciennement Terasen Gas Inc.), FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc. (« FEVI ») (anciennement Terasen Gas (Vancouver Island) Inc.) et FortisBC Energy (Whistler) Inc. (« FEWI ») (anciennement Terasen Gas (Whistler) Inc.).

FEI est la plus importante société de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique et sert plus de 100 communautés. Les principales zones de service de FEI sont la région de Vancouver, la vallée du Fraser et les régions de Thompson, d'Okanagan, de Kootenay et de l'intérieur nord-centre de la Colombie-Britannique.

FEVI possède et exploite le gazoduc qui transporte du gaz naturel depuis la région de Vancouver à travers le détroit de Georgia jusqu'à l'île de Vancouver, en plus d'approvisionner la clientèle sur l'île de Vancouver et le long de la Sunshine Coast (Colombie-Britannique).

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

En plus de fournir des services de transport et de distribution à leur clientèle, les sociétés FortisBC Energy achètent du gaz naturel pour revente à 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 FEI, de l'Alberta.

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 ou de transport, et ne fait pas la vente directe d'électricité.
- b. *FortisBC Electric* : 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 Electric 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 puissance 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 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., trois sociétés régionales de distribution d'électricité.

31 décembre 2011 et 2010

1. Description des activités (suite)

Entreprises de services publics réglementés (suite)

Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes

- a. *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 au diesel installée de 151 MW. Fortis détient une participation lui conférant le contrôle d'environ 60 % (59 % au 31 décembre 2010) dans Caribbean Utilities. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (TSX : CUP.U).
- b. *Fortis Turks and Caicos* : Comprend FortisTCL Limited (anciennement P.P.C. Limited) 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 65 MW.
- c. *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. Fortis détenait jusqu'au 20 juin 2011 une participation qui lui conférait le contrôle d'environ 70 % dans Belize Electricity. En date du 20 juin 2011, le gouvernement du Belize a exproprié l'investissement de la Société dans Belize Electricity. Du fait qu'elle ne contrôle plus les activités de l'entreprise, Fortis a cessé de comptabiliser les résultats financiers de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation, avec prise d'effet le 20 juin 2011 (notes 8 et 31).

Activités non réglementées – Fortis Generation

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

- a. *Belize* : Ces activités sont constituées des centrales hydroélectriques Mollejon, 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.
- 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 Corporation en vertu d'un contrat d'achat d'électricité (« CAE ») de 30 ans venant à échéance en 2033. En décembre 2008, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a exproprié les actifs hydroélectriques et les droits d'usage de l'eau de la société Exploits. Du fait qu'elle ne contrôle plus les flux de trésorerie et les activités de la société Exploits, Fortis a cessé de comptabiliser son placement dans la société Exploits selon la méthode de la consolidation, à compter de février 2009 (note 31).
- 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, qui 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 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 la centrale hydroélectrique Expansion Waneta (« Expansion Waneta ») de 335 MW, située près du barrage Waneta et des installations 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 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 22 hôtels comptant ensemble 4 300 chambres, dans huit provinces canadiennes, et représentant environ 2,7 millions de pieds carrés de locaux pour bureaux d'affaires et commerces de détail, principalement dans les provinces atlantiques canadiennes (note 24).

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 FortisBC Holdings Inc. (« FHI ») (anciennement Terasen Inc.), 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 FHI, 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 FHI détient une participation de 30 %. Cette société offre des services de facturation et des services clients aux entreprises de services publics, aux municipalités et à certaines sociétés d'énergie. Les contrats entre CWLP et les sociétés FortisBC Energy ont pris fin le 31 décembre 2011. Les résultats financiers de CWLP étaient comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Les résultats financiers de FortisBC Alternative Energy Services Inc. (« FAES ») (anciennement Terasen Energy Services Inc.) sont aussi présentés dans le secteur Siège social et autres. FAES est une filiale en propriété exclusive non réglementée de FHI 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 FortisBC Energy et FortisBC Electric

Les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric 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. FEI, FEVI, FEWI et FortisBC Electric 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 FEI a pris fin le 31 décembre 2009, avec une période de suppression de deux ans pour les écarts entre les dépenses en immobilisations prévisionnelles et celles réellement engagées avant 2010. Le mécanisme de TAR pour FortisBC Electric a pris fin le 31 décembre 2011.

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 du 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 ordinaires (« RCP ») autorisé.

FEI, FEVI, FEWI et FortisBC Electric 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 report dans le bilan consolidé aux fins d'un recouvrement futur auprès de la clientèle ou d'un remboursement à celle-ci (« traitement en compte de report ») ou par la voie des mécanismes de TAR.

Selon les mécanismes de TAR échus, les clients de FEI partageaient de manière égale la différence positive ou négative entre les bénéfices réalisés et le RCP autorisé, et les clients de FortisBC Electric partageaient de manière égale la différence positive ou négative entre les bénéfices réalisés et le RCP autorisé jusqu'à concurrence d'un RCP égal à 200 points de base de plus ou de moins que le RCP autorisé. Tout excédent faisait l'objet d'un traitement en compte de report. La portion des incitatifs de TAR revenant à FortisBC Electric était conditionnelle au respect par la société de certaines normes de rendement et à l'approbation de la BCUC. Les accords de règlement négociés approuvés par la BCUC pour 2010 et 2011 dans le cas de FEI ainsi que les demandes de besoins de revenus pour 2012–2013 dans le cas de FortisBC Electric et de FEI ne comprennent pas de nouveaux mécanismes de TAR.

Le RCP autorisé de FEI était de 9,50 % pour 2011 (9,50 % pour 2010) appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires. Le RCP autorisé de FEVI et de FEWI était de 10,00 % pour 2011 (10,00 % pour 2010) appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires. Le RCP autorisé de FortisBC Electric était de 9,90 % pour 2011 (9,90 % pour 2010) en fonction d'une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires.

Auparavant, le RCP autorisé de FEI, de FEVI, de FEWI et de FortisBC Electric était ajusté chaque année au moyen d'une formule d'ajustement automatique des prévisions modifiées à l'égard des taux des obligations à long terme du Canada. En date du 1^{er} juillet 2009, la BCUC a fixé les RCP autorisés de FEI, de FEVI et de FEWI, et en date du 1^{er} janvier 2010, de FortisBC Electric, 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. En novembre 2011, la BCUC a donné aux sociétés FortisBC Energy et à FortisBC Electric un préavis de son intention d'entamer une instance générale sur le coût du capital. L'instance, qui aura lieu à partir de mars 2012, permettra de passer en revue : i) l'établissement du coût du capital approprié pour une entreprise de services publics à faible risque utilisée comme point de référence en Colombie-Britannique, ii) le retour possible au mécanisme d'ajustement automatique du RCP aux fins d'établissement du RCP pour une entreprise de services publics à faible risque utilisée comme point de référence, et iii) l'établissement d'une structure du capital réputée et d'une méthode du coût du capital réputé, particulièrement pour les entreprises de services publics en Colombie-Britannique n'ayant pas de dette envers des tiers.

31 décembre 2011 et 2010

2. Nature de la réglementation (suite)

FortisAlberta

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

FortisAlberta exerce ses activités en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service comme le prescrit l'AUC. L'AUC prescrit l'utilisation d'une année témoin future pour établir les tarifs de distribution et, selon cette méthode, les ordonnances tarifaires rendues par l'AUC établissent les besoins de revenus de la société, soit les revenus nécessaires à la récupération des coûts approuvés liés aux activités de distribution, et prévoient un taux de rendement d'une structure de capital réputée, appliqué à l'actif de la base tarifaire autorisée. Le RCP autorisé de FortisAlberta était de 8,75 % pour 2011 (9,00 % pour 2010) appliqué à une structure de capital réputée comprendre 41 % de capitaux propres ordinaires. 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.

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 des taux 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 nouvel examen. En décembre 2011, l'AUC a publié sa décision générale relative à son instance générale sur le coût du capital pour 2011, qui établit un RCP autorisé de 8,75 % pour 2011 et 2012, et un RCP provisoire de 8,75 % pour 2013. L'arrêt de l'utilisation de la formule d'ajustement automatique est maintenu.

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.

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 des taux des obligations à long terme du Canada. Toutefois, pour 2010, le PUB a fixé le RCP autorisé de Newfoundland Power à 9,00 % en fonction d'une structure du capital réputée comprendre 45 % de capitaux propres ordinaires. Le RCP autorisé de la société était de 8,38 % pour 2011, calculé selon la formule d'ajustement automatique et appliqué à une structure du capital réputée comprendre 45 % de capitaux propres ordinaires. En décembre 2011, le PUB a approuvé une demande déposée par Newfoundland Power sollicitant la suspension de l'utilisation de la formule d'ajustement automatique pour 2012 et le maintien de l'utilisation provisoire du RCP autorisé de 8,38 % jusqu'à ce qu'il y ait une révision complète du coût du capital, prévue pour 2012.

Newfoundland Power 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.

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* (Î.-P.-É.), de la *Renewable Energy Act* (Î.-P.-É.), de la *Electric Power (Electricity Rate-Reduction) Amendment Act* (Î.-P.-É.), appelée aussi « entente sur l'énergie avec le gouvernement de l'Î.-P.-É. », qui couvre la période du 1^{er} mars 2011 au 29 février 2016.

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 ciblée, appliqué à l'actif de la base tarifaire autorisée. Le RCP autorisé de Maritime Electric était de 9,75 % pour 2011 (9,75 % pour 2010) en fonction d'une structure du capital minimale ciblée comprenant 40 % de capitaux propres ordinaires.

En novembre 2010, Maritime Electric a conclu l'entente avec le gouvernement de l'Î.-P.-É. En vertu de l'entente, le gouvernement de l'Î.-P.-É. assume la responsabilité du coût de l'énergie de remplacement différentielle et des coûts mensuels d'exploitation et de maintenance liés à la portion de 4,7 % de la production de la centrale nucléaire Pointe Lepreau (« Pointe Lepreau ») de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») à laquelle Maritime Electric a droit, à compter du 1^{er} mars 2011, jusqu'à ce que Pointe Lepreau soit complètement remise en état, ce qui devrait être chose faite à 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. Du fait de l'entente et 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.

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.

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 2011 (8,01 % pour 2010) appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires, à compter du 1^{er} mai 2010. Avant le 1^{er} mai 2010, la structure de capital réputée de la société comprenait 43,3 % de capitaux propres ordinaires. Les tarifs de distribution d'électricité pour 2011 et 2010 étaient fondés sur une année témoin historique, soit 2009.

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 « Programme de protection des tarifs dans les régions rurales et éloignées » (« PTRE »). Ce programme vise à combler l'écart entre les besoins de revenus approuvés par la CEO et les tarifs de distribution d'électricité actuels imposés à la clientèle, rajustés pour tenir compte de l'augmentation moyenne des tarifs dans la province d'Ontario.

Cornwall Electric est assujettie à un mécanisme d'établissement des tarifs en vertu d'un accord de concession de 35 ans avec la Ville de Cornwall, venant à échéance en 2033, et échappe donc à plusieurs exigences des lois mentionnées ci-dessus. Ce mécanisme d'établissement des tarifs est fondé sur un prix plafond avec transfert du coût d'achat. Les besoins de revenus de base sont ajustés annuellement pour tenir compte de l'inflation, de la croissance de la charge et de la clientèle et du taux d'inoccupation des établissements.

Caribbean Utilities

Caribbean Utilities mène ses activités en vertu d'une licence de transport et de distribution et d'une licence 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 2011 ont été fixés conformément aux licences, maintenant ainsi le taux de rendement des actifs de la base tarifaire (« RAB ») autorisé dans une fourchette cible de 7,75 % à 9,75 % (de 7,75 % à 9,75 % pour 2010). 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 FortisTCl, 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 gouvernement provisoire des îles Turks et Caicos (le « gouvernement provisoire ») 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 gouvernement provisoire calculant le montant du bénéfice d'exploitation autorisé et du manque à gagner cumulatif. Les demandes pour 2011 sollicitaient un bénéfice d'exploitation autorisé pour 2011 de 30 millions \$ (29 millions \$ US) et un manque à gagner cumulatif au 31 décembre 2011 de 73 millions \$ (72 millions \$ US). La récupération du manque à gagner cumulatif est toutefois tributaire des volumes de ventes et des charges futurs.

En août 2011, Fortis Turks and Caicos a déposé auprès du gouvernement provisoire une demande de modification du tarif de l'électricité, selon laquelle une modification serait apportée à la structure tarifaire et une augmentation globale d'environ 6 % serait appliquée aux tarifs de base imposés aux clients des secteurs gouvernemental et commercial. En février 2012, le gouvernement provisoire a approuvé, entre autres, une hausse de 26 % des tarifs d'électricité facturés aux grands hôtels, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2012.

Belize Electricity

Belize Electricity est réglementée par la Public Utilities Commission (« PUC ») aux termes de la *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 de délivrer les permis et de surveiller et de faire respecter les conditions des permis. Le tarif de base de l'électricité pour les clients 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 RAB autorisé. À la suite de la décision finale rendue par la PUC en juin 2008, le RAB autorisé de Belize Electricity pour 2011 était de 10,00 % (10,00 % pour 2010). Le RAB autorisé n'a toutefois pas été atteint en raison de défis présentés par la réglementation. Le 20 juin 2011, le gouvernement du Belize a exproprié l'investissement de la Société dans Belize Electricity (note 31).

31 décembre 2011 et 2010

3. Sommaire des principales conventions comptables

Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada. 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'un an pour l'adoption des IFRS, en raison de l'incertitude qui persiste au sujet du moment de la publication 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'un an et a préparé par conséquent ses états financiers consolidés conformément à la Partie V du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« *Manuel de l'ICCA* ») pour toutes les périodes intermédiaires et annuelles closes le 31 décembre 2011 ou avant cette date.

Les états financiers consolidés comprennent les traitements comptables retenus, qui diffèrent de ceux utilisés par des entités qui ne sont pas assujetties à une réglementation tarifaire. Le moment choisi pour la constatation de certains actifs, passifs, produits et charges peut, en raison des exigences de la réglementation, différer de celui autrement prévu 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 bénéfiques » 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.

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 bénéfiques », et au chapitre 3475, « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités », du *Manuel de l'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 aux principes généraux de 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, aux fins de l'établissement des tarifs : 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 amortis annuellement d'un montant égal à la dotation aux amortissements des actifs connexes.

Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, les taux d'amortissement de FortisAlberta, de Newfoundland Power et de Maritime Electric comprennent 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 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 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 2011, 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 354 millions \$ (339 millions \$ au 31 décembre 2010) (note 5 xx)).

Comme l'autorise l'organisme de réglementation, FortisBC Electric 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 lorsqu'ils sont engagés. En 2011, les coûts réels d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux d'environ 5 millions \$ (8 millions \$ en 2010) ont été engagés par FortisBC Electric, déduction faite du produit de récupération de moins de 1 million \$ (1 million \$ en 2010).

En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux de FortisAlberta, de FortisBC Electric, 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.

Les sociétés FortisBC Energy, FortisOntario, Caribbean Utilities, Fortis Turks and Caicos et Belize Electricity 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. Aux sociétés FortisBC Energy, l'excédent positif ou négatif des coûts réels engagés par rapport au montant inclus dans les tarifs imposés à la clientèle est 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 2011, des coûts réels d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux d'environ 15 millions \$ (10 millions \$ en 2010) ont été engagés; sur ce montant, 11 millions \$ (8 millions \$ en 2010) ont été constatés dans les charges d'exploitation et 4 millions \$ (2 millions \$ en 2010) ont été reportés à titre d'actif réglementaire. En l'absence de réglementation des tarifs, le traitement en compte de report ne serait pas autorisé pour les sociétés FortisBC Energy et tous les coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, seraient constatés dans la période au cours de laquelle ils auraient été engagés.

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 Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric, Caribbean Utilities et Belize Electricity, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, sans qu'aucune perte, le cas échéant, ne soit reflétée dans les résultats. Il est prévu que toute perte imputée à l'amortissement cumulé sera reflétée dans la dotation aux amortissements future lorsqu'elle sera récupérée à même les tarifs de gaz et d'électricité imposés à la clientèle. La perte imputée à l'amortissement cumulé en 2011 s'est établie à environ 18 millions \$ (24 millions \$ en 2010).

Les sociétés FortisBC Energy 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 viii)).

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

Pour FortisOntario et Fortis Turks and Caicos, les organismes de réglementation exigent que 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, soit immédiatement comptabilisée en résultat.

Conformément aux exigences de leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés FortisBC Energy, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Caribbean Utilities, Fortis Turks and Caicos et Belize Electricity capitalisent les coûts indirects qui ne sont pas directement attribuables à des immobilisations de services publics précis, mais qui ont trait au programme général de dépenses en immobilisations. La méthode de calcul et d'attribution des coûts indirects généraux capitalisés dans les immobilisations de services publics est établie par 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 service estimative. En 2011, les CIC ont totalisé 58 millions \$ (57 millions \$ en 2010).

Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés FortisBC Energy, FortisAlberta, FortisBC Electric, 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 passif 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 composante passif de la PFUPC est déduite des frais financiers, et la composante capitaux propres de la PFUPC est comptabilisée dans les autres revenus. La PFUPC capitalisée au cours de 2011 s'est établie à 32 millions \$ (31 millions \$ en 2010), y compris une composante capitaux propres de 13 millions \$ (15 millions \$ en 2010) (notes 20 et 21). La PFUPC est comptabilisée en résultat au moyen de la dotation aux amortissements sur la durée de service estimative des immobilisations de services publics connexes.

Tel qu'il a été approuvé par l'organisme de réglementation, FortisAlberta impute 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 2011, environ 5 millions \$ de la dotation aux amortissements (5 millions \$ en 2010) ont été capitalisés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2011 et 2010

3. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

Immobilisations de services publics (suite)

Tel qu'il a été approuvé par l'organisme de réglementation, FEVI a porté en réduction des montants constatés comme immobilisations de services publics le montant des prêts gouvernementaux reçus relativement à la construction et à l'exploitation du pipeline de gaz naturel de l'île de Vancouver. À mesure que les prêts sont remboursés et remplacés par des prêts non gouvernementaux, FEVI augmente les immobilisations de services publics et la dette à long terme (note 30).

Les immobilisations de services publics comprennent les stocks détenus aux fins de l'aménagement, de la construction et de l'amélioration 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.

Les immobilisations de services publics sont amorties selon la méthode linéaire sur la durée de service estimative des immobilisations. Les taux d'amortissement pour 2011 ont varié entre 0,4 % et 33,3 % (entre 0,4 % et 33,3 % en 2010). En 2011, 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 % (3,5 % en 2010).

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)	2011		2010	
	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	4-62	30	4-53	30
Électricité	5-75	26	5-75	27
Transport				
Gaz	4-82	35	4-75	29
Électricité	20-65	26	10-75	34
Production	5-75	29	5-75	33
Autres	3-70	10	3-70	11

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, le cas échéant. 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 selon la méthode 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, soit 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 sa 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les taux d'amortissement en 2011 se sont échelonnés de 1,0 % à 25,0 % (de 1,0 % à 25,0 % en 2010). 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 :

	2011		2010	
	Fourchette des durées de service moyennes	Durée de service résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées de service moyennes	Durée de service résiduelle moyenne pondérée
(années)				
Logiciels	5–10	6	5–10	5
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	31–75	38	15–65	38
Redevances de franchise, contrats des clients et autres actifs	4–100	15	4–100	10

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 Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric, Caribbean Utilities et Belize Electricity, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, sans qu'aucune perte, le cas échéant, ne soit comptabilisée en résultat. 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 Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric, Caribbean Utilities et Belize Electricity serait comptabilisée en résultat au cours de la période au cours de laquelle elle serait survenue. La perte imputée à l'amortissement cumulé en 2011 s'est établie à moins de 1 million \$ (4 millions \$ en 2010).

Les sociétés FortisBC Energy comptabilisent toute valeur comptable nette résiduelle, déduction faite du produit de récupération, au moment de la mise hors service ou de la cession d'actifs incorporels dans un compte de report réglementaire pour le recouvrement auprès de la clientèle à même les tarifs futurs, sous réserve d'une approbation réglementaire. 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 elle serait survenue.

Pour FortisOntario et Fortis Turks and Caicos, les organismes de réglementation exigent que toute valeur comptable nette résiduelle, déduction faite du produit de récupération, au moment de la mise hors service ou de la cession d'actifs incorporels, soit 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 2011 et 2010.

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 flux de trésorerie distincte, chaque centrale fait l'objet d'un test distinct, et une moins-value est comptabilisée si les flux de trésorerie futurs nets ne sont plus suffisants 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 flux de trésorerie nets des sociétés réglementées ne sont pas directement rattachés à des actifs, mais sont plutôt mis 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.

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. 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 2011. Aucune provision pour moins-value de l'écart d'acquisition n'a été constituée pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010.

31 décembre 2011 et 2010

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, notamment une allocation de retraite et des régimes supplémentaires de retraite pour certains de leurs cadres, et des régimes de retraite à cotisations déterminées, y compris des régimes enregistrés d'épargne-retraite (« REER ») collectifs à l'intention des employés. 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 FortisBC Energy et Newfoundland Power, les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur, aux fins de détermination de la charge de retraite. Pour les sociétés FortisBC Energy et Newfoundland Power, les actifs des régimes de retraite sont évalués en utilisant la valeur de marché aux fins de détermination de la charge de retraite, 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 FortisBC Energy 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 – 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. En l'absence de réglementation des tarifs, le traitement en compte de report ne serait pas permis.

Les coûts des régimes de retraite à cotisations déterminées et des REER sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés.

Régimes d'avantages complémentaires de retraite

La Société, les sociétés FortisBC Energy, FortisAlberta, FortisBC Electric, 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.

L'obligation au titre des prestations constituées et la valeur du coût lié aux régimes 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. 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 est 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 – 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 autonomes de la Société, qui comprennent Caribbean Utilities, Fortis Turks and Caicos, BECOL, FortisUS Energy et, jusqu'au 20 juin 2011, Belize Electricity, sont libellés en dollars américains ou en une monnaie dont la valeur est fondée sur celle du dollar américain, et sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan. Le taux de change en vigueur au 31 décembre 2011 était de 1,00 \$ US = 1,02 \$ CA (1,00 \$ US = 0,99 \$ CA au 31 décembre 2010). 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 autonomes 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 autonomes 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.

Avec prise d'effet le 20 juin 2011, en raison de l'expropriation de Belize Electricity par le gouvernement du Belize, l'actif de la Société associé à son investissement antérieur dans Belize Electricity (notes 8 et 31) n'est plus une filiale étrangère autonome de Fortis et, par conséquent, n'est pas admissible à la comptabilité de couverture. Depuis le 20 juin 2011, les gains et pertes de change à la conversion de l'autre actif à long terme associé à Belize Electricity et toute dette de la Société libellée en dollars américains qui était auparavant admissible comme couverture de l'investissement sont comptabilisés en résultat.

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 chacun de 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 FortisBC Energy, 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. Ce montant doit être recouvré auprès des clients ou remboursé aux clients au moyen des tarifs futurs (note 5 *ii*). En l'absence de réglementation des tarifs, le traitement en compte de report des variations de juste valeur d'instruments financiers non désignés comme constitutifs 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.

31 décembre 2011 et 2010

3. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

Relations de couverture

Au 31 décembre 2011, les relations de couverture de la Société étaient composées de contrats d'options sur combustible, d'un contrat de change à terme, de dérivés sur gaz naturel et d'emprunts en dollars américains. Les instruments financiers dérivés sont uniquement utilisés pour gérer le risque et ne sont pas utilisés à des fins de transaction.

Dans le cadre de son programme de gestion de la volatilité des prix du combustible, approuvé par l'organisme de réglementation, Caribbean Utilities a conclu deux contrats d'options sur combustible visant à réduire l'incidence de la volatilité des prix du combustible sur les tarifs imposés à la clientèle. La juste valeur des contrats d'options sur combustible est calculée à partir des prix du marché publiés pour des biens similaires. Toute variation de la juste valeur des contrats d'options sur combustible est reportée à titre d'actif ou de passif réglementaire, sous réserve d'une approbation réglementaire, aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients à même les tarifs futurs.

Le contrat de change à terme est détenu par FEI afin de couvrir le risque de flux de trésorerie à l'égard d'environ 4 millions \$ US (8 millions \$ US en 2010) qui restent à payer en vertu d'un contrat visant la mise en œuvre d'un système d'information clients. La juste valeur du contrat de change à terme est calculée en utilisant la valeur actualisée de ses flux de trésorerie selon un taux de change du marché et la courbe des taux de change à terme. Une variation de la juste valeur du contrat de change à terme de FEI 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 FortisBC Energy 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 d'options sur combustible, du contrat de change à terme et des dérivés sur gaz naturel sont des estimations des montants qui auraient dû être reçus ou payés pour résilier les obligations contractuelles en cours à la date du bilan. Au 31 décembre 2011, 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 remboursement 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 à l'échelle du siège social. La Société a désigné sa dette à long terme en dollars américains à titre de couverture du risque de change lié à ses investissements nets dans les filiales étrangères autonomes. 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 aident à contrebalancer les gains et les pertes de change latents sur les investissements nets dans des établissements étrangers autonomes, qui sont aussi 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 FortisBC Energy, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power et FortisOntario recouvrent la charge d'impôts dans les tarifs imposés aux clients à partir seulement des impôts sur les bénéfices qui sont actuellement exigibles aux fins de la réglementation, sauf pour certains soldes réglementaires à l'égard desquels les impôts reportés sont recouverts auprès de la clientèle, ou remboursés à celle-ci, à même les tarifs courants, comme le prescrivent 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 futurs qui devraient être recouverts ou remboursés à même les tarifs imputés à la clientèle lorsqu'ils deviennent à payer ou à recevoir (note 5 j)).

Aux fins des exigences réglementaires de présentation de l'information financière, le compte d'amortissement fiscal pour certaines immobilisations de services publics de FortisAlberta est différent de celui aux fins de production de la déclaration d'impôts sur les bénéfices d'une entité juridique. Pour une période future de présentation de l'information financière, qui reste à déterminer, la différence peut créer une charge d'impôts sur les bénéfices plus élevée que celle comptabilisée aux fins de l'établissement des tarifs réglementaires et recouvrée auprès de la clientèle à même les tarifs.

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 CAE de 50 ans. 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 % ont été reportés par Belize Electricity pour recouvrement auprès de la clientèle à même les tarifs d'électricité futurs.

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 j)). 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. Ces bénéfices s'établissaient à 76 millions \$ au 31 décembre 2011 (72 millions \$ au 31 décembre 2010). Des accords d'échange de renseignements fiscaux sont entrés en vigueur en 2011 pour les Bermudes, les îles Caïmans et les îles Turks et Caicos. Par conséquent, le bénéfice de Caribbean Utilities et le bénéfice de Fortis Turks and Caicos après 2010 sont considérés à titre de surplus exonéré et peuvent être admissibles au rapatriement au Canada libres d'impôt.

Constatation des produits

Les produits des sociétés de services publics réglementés 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.

Les produits tirés de la vente de gaz par les sociétés FortisBC Energy et d'électricité par FortisAlberta, FortisBC Electric, 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 ont été 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. Jusqu'au 20 juin 2011, l'écart entre la comptabilisation des produits sur facturation et la comptabilisation selon la comptabilité d'exercice était comptabilisé au bilan consolidé à titre de passif réglementaire (note 5 xxvii)).

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 ») et de lui 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. Comme l'organisme de réglementation concerné le permet, FortisAlberta n'est pas exposée aux risques prévus relativement aux coûts du transport, puisque tous les écarts entre les charges réelles liées aux services de transport et les produits réellement recouverts auprès de la clientèle sont reportés pour être récupérés auprès de la clientèle, ou remboursés à celle-ci, à même les tarifs futurs (note 5 vi)). 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 produits liés à la récupération de ceux-ci, sont suivis et comptabilisés distinctement. 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.

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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2011 et 2010

3. Sommaire des principales conventions comptables (suite)

Constatation des produits (suite)

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. Le loyer de base et l'augmentation des taux de location prévue dans les contrats de location à long terme sont comptabilisés 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 31 décembre 2011, FortisBC Electric avait comptabilisé des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'environ 4 millions \$ (3 millions \$ au 31 décembre 2010), qui ont été classées à titre d'autres passifs à long terme (note 14) avec compensation dans les immobilisations de services publics.

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, ententes ou contrats 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 relativement 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.

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 les jugements reposent sur l'expérience historique, les conditions actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances. Certains montants sont 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 les 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 bénéficiaires », « Constatation des produits » et « Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations », et aux notes 5 et 32.

4. Modifications comptables futures

À compter du 1^{er} janvier 2012, la Société devra adopter un nouveau référentiel de normes comptables. 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 adopte les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») en date du 1^{er} janvier 2012.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les règles canadiennes sur les valeurs mobilières permettent à un émetteur assujéti de déposer ses états financiers préparés 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 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. À l'heure actuelle, la Société n'est pas un émetteur inscrit auprès de la SEC. Par conséquent, le 6 juin 2011, la Société a déposé une demande auprès de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (« CVMO »), conformément à l'*Instruction générale 11-203 relative au traitement des demandes de dispense dans plusieurs territoires*, visant à permettre à la Société et à ses filiales émettrices assujéties de préparer leurs états financiers selon les PCGR des États-Unis sans devenir un émetteur inscrit auprès de la SEC (« la dispense »). Le 9 juin 2011, la CVMO a rendu sa décision et a accordé la dispense pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2012, mais avant le 1^{er} janvier 2015, ainsi que pour les périodes intermédiaires. La dispense prendra fin pour les états financiers des périodes annuelles et intermédiaires ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2015 ou à la date à laquelle la Société cesse de mener des activités assujéties à la réglementation des tarifs, si elle survient avant.

Lorsqu'elle applique les PCGR du Canada, la Société se reporte actuellement aux PCGR des États-Unis pour obtenir des directives à l'égard de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. L'adoption des PCGR des États-Unis en 2012 devrait donc nécessiter moins de modifications importantes des conventions comptables de la Société que ne l'aurait fait l'adoption des IFRS. Le fait de se fonder sur les PCGR des États-Unis pour la comptabilisation des activités à tarifs réglementés permet de constater l'incidence économique des activités à tarifs réglementés dans les états financiers consolidés à un moment qui coïncide avec le 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 la comptabilisation de ses actifs et passifs réglementaires selon les PCGR des États-Unis reflètent fidèlement l'incidence que la réglementation des tarifs a sur la situation financière et les résultats d'exploitation consolidés de la Société.

La Société a préparé et déposé, à titre volontaire, des états financiers consolidés audités selon les PCGR des États-Unis pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, y compris les données comparatives de 2010, comme l'a approuvé la CVMO. À compter du premier trimestre de 2012, les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société seront préparés et déposés selon les PCGR des États-Unis.

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 recouverts auprès des clients ou remboursés à ces derniers au cours des périodes futures.

Actifs réglementaires

<i>(en millions)</i>	2011	2010	Période de récupération résiduelle (années)
Impôts futurs <i>i)</i>	640 \$	574 \$	À déterminer
Comptes de stabilisation tarifaire – sociétés FortisBC Energy <i>ii)</i>	105	146	1
Comptes de stabilisation tarifaire – entreprises de services publics d'électricité <i>iii)</i>	55	44	Diverses
Actif réglementaire lié aux régimes d'ACR <i>iv)</i>	58	63	Diverses
Report des coûts de l'énergie de remplacement pour Pointe Lepreau <i>v)</i>	47	44	À déterminer
Report des charges de l'AESO <i>vi)</i>	44	19	1
Coûts de gestion de l'énergie reportés <i>vii)</i>	36	23	1–10
Pertes à la cession d'immobilisations de services publics reportées <i>viii)</i>	23	16	À déterminer
Frais d'exploitation indirects reportés <i>ix)</i>	22	11	Diverses
Impôts sur les bénéfices recouvrables au titre des régimes d'ACR <i>x)</i>	22	21	À déterminer
Report de l'apport lié au pipeline de Whistler <i>xi)</i>	16	17	48
Report des coûts liés au projet d'amélioration du service à la clientèle <i>xii)</i>	13	–	À déterminer
Frais de développement reportés pour des projets d'investissement <i>xiii)</i>	11	11	18
Report des écarts de coûts liés aux régimes de retraite <i>xiv)</i>	10	2	3
Frais reportés – compteurs intelligents <i>xv)</i>	8	8	À déterminer
Report des coûts de projets liés aux énergies renouvelables <i>xvi)</i>	8	4	À déterminer
Charges locatives reportées <i>xvii)</i>	7	6	12–30
Avenant de rajustement des produits de distribution à recevoir de 2010 <i>xviii)</i>	–	36	–
Autres actifs réglementaires <i>xix)</i>	70	50	Diverses
Total des actifs réglementaires	1 195	1 095	
Moins : tranche échéant à moins de un an	(210)	(241)	1
Actifs réglementaires à long terme	985 \$	854 \$	

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2011 et 2010

5. Actifs et passifs réglementaires (suite)

Passifs réglementaires

<i>(en millions)</i>	2011	2010	Période de règlement résiduelle (années)
Provision pour coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux <i>xx)</i>	354 \$	339 \$	À déterminer
Comptes de stabilisation tarifaire – sociétés FortisBC Energy <i>ii)</i>	127	60	Diverses
Comptes de stabilisation tarifaire – entreprises de services publics d'électricité <i>iii)</i>	33	45	Diverses
Report des charges de l'AESO <i>vi)</i>	12	9	1
Report des écarts d'impôts sur les bénéfices <i>xxi)</i>	12	–	3
Intérêts reportés <i>xxii)</i>	10	7	1–3
Produits constatés d'avance liés au pipeline Southern Crossing <i>xxiii)</i>	8	5	3
Passif d'incitatifs selon la TAR <i>xxiv)</i>	7	8	1
Gains nets non constatés à la cession d'immobilisations corporelles de services publics <i>xxv)</i>	6	8	À déterminer
Produits excédentaires de FEI en 2010 <i>xxvi)</i>	–	7	–
Passif au titre des produits non facturés <i>xxvii)</i>	–	5	–
Autres passifs réglementaires <i>xxviii)</i>	32	34	Diverses
Total des passifs réglementaires	601	527	
Moins : tranche échéant à moins de un an	(43)	(60)	1
Passifs réglementaires à long terme	558 \$	467 \$	

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 passifs et des actifs 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 deviendront 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 FortisBC Energy

Les comptes de stabilisation tarifaire des sociétés FortisBC Energy 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 bénéfices, 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.

FEI 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 FEI. FEVI utilise un compte de variation des coûts du gaz (« CVCG ») qui atténue l'incidence de la volatilité du coût du gaz naturel sur ses bénéfices. Le CVCG cumule aussi les variations de la juste valeur des instruments dérivés sur gaz naturel de FEVI.

Le montant du MRSP devrait être remboursé à même les tarifs imposés à la clientèle sur une période de trois ans. Les montants du CRCM, du CRCAM et du CVCG devraient être recouverts ou remboursés en totalité au cours du prochain exercice.

Le compte de report de stabilisation tarifaire (« CRST ») de FEVI avait été approuvé par l'organisme de réglementation pour saisir l'écart entre l'excédent réel des produits de 2009 et 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 différerait du RCP autorisé pour 2010 et 2011. Dans sa demande relative aux besoins en revenus de la société pour 2012–2013, FEVI a demandé le maintien du CRST au-delà de 2011. Le CRST sera remboursé aux clients dans les tarifs futurs, selon ce qui sera établi dans les prochaines demandes relatives aux besoins en revenus des sociétés FortisBC Energy.

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, comme l'a approuvé l'organisme de réglementation.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les comptes de stabilisation tarifaire des sociétés FortisBC Energy sont détaillés ci-après.

<i>(en millions)</i>	2011	2010
<i>Actifs réglementaires à court terme</i>		
CRCM	68 \$	91 \$
CVCG	37	50
CRCAM	–	5
Total des actifs réglementaires	105 \$	146 \$
<i>Passifs réglementaires à court terme</i>		
CRCAM	8 \$	– \$
MRSP	11	4
CREP	–	2
	19 \$	6 \$
<i>Passifs réglementaires à long terme</i>		
MRSP	22 \$	7 \$
CRST	86	47
	108 \$	54 \$
Total des passifs réglementaires	127 \$	60 \$

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, 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 trois ans et est soumise à des examens périodiques par les organismes de réglementation respectifs.

Au 31 décembre 2011, le solde du compte de normalisation des effets climatiques de Newfoundland Power se traduisait par un passif réglementaire net de 7 millions \$ (passif réglementaire net de 3 millions \$ au 31 décembre 2010). 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 2011, un solde de 6 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 trois ans. Après 2003, le report annuel des coûts de l'énergie au compte de MACE était récupéré auprès de la clientèle ou remboursé à la clientèle, comme le permet l'IRAC, sur une période continue de 12 mois. En vertu de l'entente sur l'électricité avec le gouvernement de l'Î.-P.-É., qui est entrée en vigueur le 1^{er} mars 2011, le solde du passif réglementaire lié au MACE de 21 millions \$ sera remboursé à la clientèle à compter de 2013 et, par conséquent, le solde a été classé à long terme. La période de règlement résiduelle du MACE d'après 2003 doit être fixée à une date ultérieure.

Au 31 décembre 2010, le solde de 29 millions \$ du compte de stabilisation tarifaire de Belize Electricity était à payer.

Au 31 décembre 2011, 5 millions \$ (5 millions \$ au 31 décembre 2010) du solde résiduel des comptes de stabilisation tarifaire à recevoir de FortisOntario n'étaient pas assujettis 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.

31 décembre 2011 et 2010

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*

À FortisAlberta, avant 2011 à Newfoundland Power, et avant 2005 à FortisBC Electric, le coût décaissé destiné à pourvoir aux 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 Electric 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 Electric 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 recouvré à même les tarifs 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 2011, les actifs réglementaires liés aux régimes d'ACR de FortisAlberta et de FortisBC Electric totalisant 13 millions \$ (13 millions \$ au 31 décembre 2010) n'étaient pas assujettis à un rendement réglementaire.

v) *Report des coûts de l'énergie de remplacement pour 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 Pointe 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 à déterminer par la Commission de l'énergie 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) *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 2011, le compte de report des charges de l'AESO se composait du solde de 44 millions \$ de l'actif réglementaire de 2011, qui sera recouvré dans les tarifs imposés à la clientèle en 2012 au moyen d'un avenant d'ajustement du coût, sous réserve de l'examen réglementaire final à la fin de 2012. Au 31 décembre 2011, le compte de report des charges de l'AESO se composait également du solde de 12 millions \$ du passif réglementaire de 2010, qui sera remboursé dans les tarifs imposés à la clientèle en 2012 au moyen d'un avenant d'ajustement du coût approuvé par 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.

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

Les sociétés FortisBC Energy, FortisBC Electric, 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 entreprises de services publics mentionnées ci-dessus 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) *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 FortisBC Energy sont comptabilisées dans un compte de report réglementaire pour être recouvrées auprès de la clientèle dans les tarifs futurs. Dans le cadre de leur demande relative aux besoins en revenus pour 2012-2013, les sociétés FortisBC Energy ont proposé que ce traitement en compte de report soit maintenu en 2012 et en 2013 et que les pertes reportées soient amorties sur 20 ans, ce qui est conforme à la durée de service moyenne des actifs auxquels les pertes se rapportent. 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.

ix) *Frais d'exploitation indirects reportés*

Comme l'a approuvé l'organisme de réglementation, FortisAlberta a reporté certains frais d'exploitation indirects. Les frais reportés 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 traitement en compte de report ne serait permis.

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

L'organisme de réglementation de FEI et de FortisBC Electric permet à celles-ci de récupérer les coûts relatifs aux régimes d'ACR dans les tarifs 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 recouvrés auprès des clients au moyen des tarifs. En l'absence de réglementation des tarifs, les impôts sur les bénéfices ne seraient pas reportés.

- xi) Report de l'apport lié au pipeline de Whistler*
L'apport reporté lié au pipeline de Whistler représente l'apport en capital de FEWI à FEVI au moment de l'achèvement du gazoduc de Whistler, construit par FEVI. L'apport reporté doit être recouvré auprès de la clientèle de FEWI sur une période de 50 ans approuvée par l'organisme de réglementation. En l'absence de réglementation des tarifs, l'apport en capital reporté serait capitalisé et amorti sur la durée de vie de l'actif.
- xii) Report des coûts liés au projet d'amélioration du service à la clientèle*
Le report des coûts liés au projet d'amélioration du service à la clientèle se rapporte aux coûts différentiels liés au projet d'amélioration du service à la clientèle de FEI, ainsi qu'aux montants des écarts temporaires créés par la différence entre la période pendant laquelle l'actif était compris dans la base tarifaire et celle pendant laquelle l'actif était disponible à des fins d'utilisation. Dans sa demande relative aux besoins en revenus pour 2012–2013, FEI a demandé que les coûts liés au projet d'amélioration du service à la clientèle reportés soient transférés dans les immobilisations de services publics et les actifs incorporels, et qu'ils soient amortis sur trois ans à compter de 2012. En l'absence de réglementation des tarifs, le report n'aurait pas été autorisé.
- xiii) Frais de développement reportés pour des projets d'investissement*
Les frais de développement reportés pour des projets d'investissement comprennent les frais engagés pour les projets en cours des sociétés FortisBC Energy dont le recouvrement auprès des clients au moyen des tarifs futurs dépend d'une approbation réglementaire. La majeure partie du solde se rapporte aux coûts de projet excédentaires engagés pour la conversion, du propane au gaz naturel, des appareils de la clientèle de FEWI, à l'égard desquels FEWI a obtenu de la BCUC la permission de les reporter et de les recouvrer à même les tarifs imposés à la clientèle. 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 serait probablement différente.
- xiv) Report des écarts de coûts liés aux régimes de retraite*
Comme l'a approuvé l'organisme de réglementation, le report des écarts de coûts liés aux régimes de retraite aux sociétés FortisBC Energy reflète l'écart entre les coûts des régimes de retraite et des ACR comptabilisés selon les PCGR du Canada et ceux recouvrés auprès de la clientèle à même les tarifs. En l'absence de réglementation des tarifs, les coûts des régimes de retraite et des ACR seraient passés en charges dans la période au cours de laquelle ils sont engagés.
- xv) 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 engagés relativement à 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 serait probablement différente.
- xvi) Report des coûts de projets liés aux énergies renouvelables*
Le compte de report des coûts des projets liés aux énergies renouvelables des sociétés FortisBC Energy comprend les coûts, déduction faite des produits, relatifs à l'investissement dans des sources d'énergie renouvelable. L'organisme de réglementation fixera la période de recouvrement des coûts reportés à une date ultérieure. 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.
- xvii) Charges locatives reportées*
FortisBC Electric reporte les charges locatives associées 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 Electric 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 Electric 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 Electric 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.
- xviii) 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 solde a été recouvré auprès de la clientèle en 2011. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits seraient plus élevés de 36 millions \$ en 2011. Ce solde n'était pas assujetti à un rendement réglementaire.

31 décembre 2011 et 2010

5. Actifs et passifs réglementaires (suite)

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

xix) *Autres actifs réglementaires*

Les autres actifs réglementaires sont liés à toutes les entreprises de services publics réglementés de la Société. Le solde est composé de divers éléments dont la valeur individuelle est inférieure à 5 millions \$. Au 31 décembre 2011, l'autorisation avait été obtenue de récupérer auprès de la clientèle une tranche de 65 millions \$ (43 millions \$ au 31 décembre 2010) du solde à même les tarifs futurs, et l'on devrait obtenir l'autorisation de récupérer le montant résiduel. Au 31 décembre 2011, une tranche de 10 millions \$ (7 millions \$ au 31 décembre 2010) du solde n'était pas assujettie à un rendement réglementaire. En l'absence de réglementation des tarifs, les reports ne seraient pas autorisés.

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

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 aux coûts d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération. Ce passif réglementaire représente les montants récupérés à même les tarifs d'électricité imposés à la clientèle de FortisAlberta, Newfoundland Power et Maritime Electric en excédent des coûts engagés d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux. 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.

En 2011, 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 53 millions \$ (50 millions \$ en 2010). En 2011, les coûts réels d'enlèvement d'actifs et de remise en état des lieux, déduction faite du produit de récupération, se sont établis à 27 millions \$ (24 millions \$ en 2010). 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.

xxi) *Report des écarts d'impôts sur les bénéfices*

Le compte de report des écarts d'impôts sur les bénéfices des sociétés FortisBC Energy cumule les écarts de la charge d'impôts attribuables aux modifications apportées aux lois fiscales, aux conventions comptables, aux taux d'imposition ainsi qu'aux nouvelles cotisations à la suite d'une vérification, au titre du remboursement aux clients dans les tarifs futurs sur une période de trois ans, tel qu'il a été approuvé par l'organisme de réglementation. En l'absence de réglementation des tarifs, le traitement en compte de report ne serait pas permis et les écarts d'impôts sur les bénéfices seraient reflétés dans les résultats dans la période au cours de laquelle ils surviennent.

xxii) *Intérêts reportés*

Les sociétés FortisBC Energy 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.

xxiii) *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. Les produits constatés d'avance sont amortis sur une période de trois ans. En l'absence de réglementation des tarifs, les produits seraient constatés en résultat au moment de la prestation des services.

xxiv) *Passif d'incitatifs selon la TAR*

Les cadres réglementaires de FEI et de FortisBC Electric comportaient 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 FEI de 5 millions \$ a été remboursé à la clientèle au cours de 2011. Une tranche du passif d'incitatifs réglementaires selon la TAR de FortisBC Electric a été remboursée à la clientèle en 2011, le règlement de la tranche résiduelle en 2012 ayant été approuvé. En l'absence de réglementation des tarifs, les montants d'incitatifs réglementaires selon la TAR ne seraient pas comptabilisés.

xxv) *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 FortisBC Energy 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 règlement de ce passif réglementaire sera déterminé dans la décision finale concernant les demandes relatives aux besoins en revenus des sociétés FortisBC Energy pour 2012–2013. 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.

xxvi) *Produits excédentaires de FEI en 2010*

Le compte de report pour les produits excédentaires de 2010 a permis de saisir les montants récupérés à même les tarifs imposés à la clientèle de FEI en 2010 qui excèdent certains coûts engagés. Les produits excédentaires ont été remboursés à la clientèle en 2011. 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

xxvii) Passif au titre des produits non facturés

Le passif au titre des produits non facturés au 31 décembre 2010 était lié à l'écart entre les produits constatés sur facturation et ceux constatés selon la comptabilisation d'exercice à Belize Electricity. 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.

xxviii) Autres passifs réglementaires

Les autres passifs réglementaires ont trait aux sociétés FortisBC Energy, à FortisAlberta, à FortisBC Electric, à Newfoundland Power, à Maritime Electric et à FortisOntario. Le solde est composé de divers éléments dont la valeur individuelle est inférieure à 5 millions \$. En date du 31 décembre 2011, la Société a obtenu l'autorisation soit de rembourser à la clientèle une tranche de 25 millions \$ (21 millions \$ au 31 décembre 2010) du solde, soit de diminuer les tarifs futurs imposés à la clientèle, et elle devrait obtenir une autorisation pour le montant résiduel. Au 31 décembre 2011, une tranche de 7 millions \$ du solde (10 millions \$ au 31 décembre 2010) n'était pas assujettie à un rendement réglementaire. En l'absence de réglementation des tarifs, les reports ne seraient pas autorisés.

Incidence de la réglementation des tarifs sur les états financiers

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

(en millions)	(Diminution)/augmentation	
	2011	2010
Actifs réglementaires	(1 138)\$	(1 046)\$
Passifs réglementaires	(601)	(527)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	32	45
Solde d'ouverture des bénéfices non répartis	(519)	(457)
Produits d'exploitation	323 \$	341 \$
Coûts de l'approvisionnement énergétique	243	354
Charges d'exploitation	82	62
Amortissement	(51)	(55)
Frais financiers	(2)	2
Impôts sur les bénéfices des sociétés	69	40
Bénéfice net	(18)\$	(62)\$

6. Stocks

(en millions)	2011	2010
Gaz stocké	115 \$	148 \$
Matières et fournitures	19	20
	134 \$	168 \$

Au cours de 2011, des stocks de 854 millions \$ (863 millions \$ en 2010) 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 2011 (15 millions \$ en 2010), dont une tranche de 10 millions \$ au titre de coûts de restauration à Fortis Properties (10 millions \$ en 2010).

7. Actifs détenus en vue de la vente

En 2010, Bell Aliant Inc. (« Bell Aliant ») a exercé son option, en vertu d'une entente avec Newfoundland Power, de racheter 40 % de l'ensemble des poteaux à utilisation conjointe appartenant à Newfoundland Power. En octobre 2011, Newfoundland Power a reçu de Bell Aliant un produit d'environ 46 millions \$. Le produit tiré de la vente des poteaux à utilisation conjointe équivalait approximativement à la valeur comptable nette.

8. Autres actifs

(en millions)	2011	2010
Coûts reportés des régimes de retraite (note 23)	139 \$	140 \$
Autre actif – Belize Electricity (note 31)	106	–
Débiteurs à long terme (échéant en 2040)	9	9
Divers	16	19
	270 \$	168 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2011 et 2010

8. Autres actifs (suite)

Du fait de l'expropriation par le gouvernement du Belize de l'investissement de la Société dans Belize Electricity et de la perte de contrôle consécutive sur les activités de l'entreprise, Fortis a cessé de comptabiliser les résultats financiers de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation, en date du 20 juin 2011. La valeur comptable de l'investissement net antérieur dans la filiale étrangère Belize Electricity, dans laquelle la Société détenait une participation de 70 %, a été comptabilisée dans les autres actifs à long terme. L'actif est libellé en dollars américains et a été converti en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date du bilan. À compter du 20 juin 2011, l'actif de la Société associé à son investissement antérieur dans Belize Electricity n'est pas admissible à la comptabilité de couverture et, par conséquent, à partir de cette date, un gain de change à la conversion de l'actif d'environ 4,5 millions \$ a été comptabilisé en résultat pour 2011 (note 20).

En date du 20 juin 2011, des pertes de change latentes d'environ 28 millions \$, liées à la conversion en dollars canadiens de l'investissement net antérieur de la Société dans Belize Electricity, et des gains de change latents de 13 millions \$ (11 millions \$ après impôts), liés aux emprunts en dollars américains de la Société désignés antérieurement comme couverture efficace de l'investissement net antérieur de la Société dans la filiale étrangère autonome Belize Electricity, ont été sortis du cumul des autres éléments du résultat étendu et reclassés dans les autres actifs à long terme et ont été inclus dans le solde de 106 millions \$ au 31 décembre 2011 (note 18).

Les autres actifs sont comptabilisés au coût et sont recouvrés ou amortis sur la période estimative des avantages futurs, le cas échéant.

9. Immobilisations de services publics

2011

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Apports sous forme d'aide à la construction (montant net)	Valeur comptable nette
Distribution				
Gaz	2 566 \$	(556)\$	(179)\$	1 831 \$
Électricité	4 683	(1 218)	(555)	2 910
Transport				
Gaz	1 615	(416)	(118)	1 081
Électricité	1 072	(283)	(17)	772
Production	1 088	(304)	–	784
Divers	1 068	(378)	–	690
Actifs en construction	509	–	–	509
Terrains	110	–	–	110
	12 711 \$	(3 155)\$	(869)\$	8 687 \$

2010

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Apports sous forme d'aide à la construction (montant net)	Valeur comptable nette
Distribution				
Gaz	2 467 \$	(494)\$	(183)\$	1 790 \$
Électricité	4 453	(1 135)	(534)	2 784
Transport				
Gaz	1 328	(383)	(109)	836
Électricité	1 075	(278)	(18)	779
Production	1 013	(284)	–	729
Divers	993	(371)	–	622
Actifs en construction	545	–	–	545
Terrains	100	–	–	100
	11 974 \$	(2 945)\$	(844)\$	8 185 \$

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 mesure et autre matériel connexe.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 2011, les actifs en construction liés à des projets à grande échelle comprenaient l'Expansion Waneta et, pour FortisAlberta, les projets d'investissements dans le transport de l'AESO.

Le coût des immobilisations de services publics faisant l'objet de contrats de location-acquisition au 31 décembre 2011 s'établissait à 61 millions \$ (59 millions \$ au 31 décembre 2010), et l'amortissement cumulé connexe était de 26 millions \$ (25 millions \$ au 31 décembre 2010).

10. Biens productifs

2011

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Bâtiments	525 \$	(76)\$	449 \$
Matériel	100	(43)	57
Incitatifs à la location	29	(21)	8
Terrains	66	–	66
Actifs en construction	14	–	14
	734 \$	(140)\$	594 \$

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 \$

11. Actifs incorporels

2011

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Logiciels	346 \$	(159)\$	187 \$
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	133	(17)	116
Redevances de franchise, contrats des clients et autres actifs	16	(13)	3
Actifs en construction	35	–	35
	530 \$	(189)\$	341 \$

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 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2011 et 2010

11. Actifs incorporels (suite)

Les ajouts aux actifs incorporels en 2011 se sont élevés à 58 millions \$ (80 millions \$ en 2010), dont une partie représentant environ 7 millions \$ (9 millions \$ en 2010) a été développée en interne. Au cours de 2011, des actifs incorporels totalement amortis de 25 millions \$ (35 millions \$ en 2010) 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 2011 comprenait 64 millions \$ (62 millions \$ au 31 décembre 2010) non amortissables.

Au 31 décembre 2011, les actifs en construction étaient principalement liés à l'Expansion Waneta.

12. Écart d'acquisition

(en millions)	2011	2010
Solde au début de l'exercice	1 553 \$	1 560 \$
Incidence de la conversion des devises	4	(7)
Solde à la fin de l'exercice	1 557 \$	1 553 \$

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.

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

(en millions)	Date d'échéance	2011	2010
Entreprises de services publics réglementés			
<i>Sociétés FortisBC Energy</i>			
Hypothèques en garantie du prix d'achat garanties – taux fixe moyen pondéré de 10,71 % (10,71 % en 2010)	2015–2016	275 \$	275 \$
Débetures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,95 % (6,06 % en 2010)	2029–2041	1 620	1 520
Prêt gouvernemental (note 30)	2012	20	–
Obligations découlant des contrats de location-acquisition	2012–2017	14	13
<i>FortisAlberta</i>			
Débetures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,51 % (5,62 % en 2010)	2014–2050	1 184	1 059
<i>FortisBC Electric</i>			
Débetures garanties – taux fixe moyen pondéré de 9,12 % (9,12 % en 2010)	2012–2023	40	40
Débetures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,84 % (5,84 % en 2010)	2014–2050	600	600
Obligations découlant des contrats de location-acquisition	2032	26	25
<i>Newfoundland Power</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement – taux fixe moyen pondéré de 7,66 % (7,67 % en 2010)	2014–2039	459	464
<i>Maritime Electric</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties – taux fixe moyen pondéré de 7,18 % (7,67 % en 2010)	2016–2061	167	137
<i>FortisOntario</i>			
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 6,11 % (7,09 % en 2010)	2018–2041	104	52
<i>Caribbean Utilities</i>			
Billets de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 6,03 % (6,28 % en 2010)	2013–2031	207	179

Notes afférentes aux états financiers consolidés

(en millions)	Date d'échéance	2011	2010
<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 4,82 % (4,79 % en 2010)	2013–2016	6 \$	8 \$
Prêt de la First Caribbean International Bank en dollars américains – taux fixe de 5,65 %	2015	2	2
<i>Belize Electricity</i>			
<i>Non garantis :</i>			
Déventures en dollars béliziens – taux fixe moyen pondéré de 10,35 %		–	34
Autres prêts – taux fixe moyen pondéré de 4,63 %		–	6
Autres prêts à taux d'intérêt variable		–	10
Activités non réglementées – Fortis Generation			
<i>Garanti :</i>			
Prêt hypothécaire – taux fixe de 9,44 %	2013	2	3
Activités non réglementées – Fortis Properties			
<i>Garantis :</i>			
Prêts hypothécaires de premier rang – taux fixe moyen pondéré de 7,21 % (7,21 % en 2010)	2012–2017	131	139
Billets de premier rang – taux fixe de 7,32 %	2019	12	13
Siège social – Fortis et FHI			
<i>Non garantis :</i>			
Déventures – taux fixe moyen pondéré de 6,14 % (6,14 % en 2010)	2014–2039	326	326
Billets de premier rang en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 5,49 % (5,49 % en 2010)	2014–2040	559	547
Déventures convertibles subordonnées en dollars américains – taux fixe de 5,50 %	2011	–	37
Classement à long terme des emprunts sur les facilités de crédit (note 29)		74	218
Total de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition		5 828	5 707
Moins : frais financiers reportés		(43)	(42)
Moins : remboursements pour la période sur la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition		(106)	(56)
		5 679 \$	5 609 \$

Les hypothèques en garantie du prix d'achat des sociétés FortisBC Energy 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 FEI. Le total du montant en capital des hypothèques en garantie du prix d'achat pouvant être émis est limité à 425 millions \$.

Comme il est indiqué dans le tableau ci-dessus, certains des instruments de créance à long terme émis par FortisBC Electric, 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.

Entreprises de services publics réglementés

FortisBC Electric 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 8,62 %.

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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2011 et 2010

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

Siège social – Fortis et FHI

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.

En novembre 2011, les débetures convertibles subordonnées non garanties de 40 millions \$ US ont été converties, au gré du porteur, en 1,4 million d'actions ordinaires de Fortis, à raison de 29,63 \$ l'action (29,11 \$ US l'action), comme l'autorise le contrat d'emprunt (note 16).

En avril 2010, FHI 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 l'option 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)
2012	106 \$	– \$	106 \$
2013	97	–	97
2014	422	280	702
2015	152	–	152
2016	294	–	294
Par la suite	3 872	605	4 477

14. Autres passifs

(en millions)

	2011	2010
Passifs des régimes d'ACR (note 23)	168 \$	157 \$
Passifs des régimes à prestations déterminées (note 23)	52	46
Billet de la société Waneta	45	42
Gains reportés sur la vente de biens de transport et de distribution du gaz naturel	34	38
Passifs liés à des UAD ou à des UAR (note 17)	8	8
Dépôts de clients	6	6
Autres passifs	10	11
	323 \$	308 \$

Le billet de la société Waneta ne porte pas intérêt et a une valeur nominale de 72 millions \$. Au 31 décembre 2011, sa valeur actualisée nette était de 45 millions \$ (42 millions \$ au 31 décembre 2010). 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 30.

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

15. Actions privilégiées

Autorisé

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

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Émises et en circulation			2011		2010	
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	10 000 000	245
Total classé comme capitaux propres			24 200 000	592 \$	24 200 000	592 \$

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 d'environ 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. Au 1^{er} septembre 2013 et au 1^{er} juin 2015, et pour chaque période de cinq ans après cette date, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang respectivement de série G et de 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 2011 et 2010

16. Actions ordinaires

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

Émises et en circulation	2011		2010	
	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)
Actions ordinaires	188 828	3 032 \$	174 393	2 578 \$

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

	2011		2010	
	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)
Solde au début de l'exercice	174 393	2 578 \$	171 256	2 497 \$
Offre publique	10 340	331	–	–
Conversion de débetures	1 374	43	–	–
Régime d'achat d'actions de consommateurs	43	1	51	1
Régime de réinvestissement des dividendes	1 888	61	2 100	59
Régime d'achat d'actions des employés	–	–	193	5
Régimes d'options sur actions	790	18	793	16
Solde à la fin de l'exercice	188 828	3 032 \$	174 393	2 578 \$

En juin 2011, Fortis a émis auprès du public 9,1 millions d'actions ordinaires à 33,00 \$ l'action. Cette émission d'actions ordinaires a permis de dégager un produit brut d'environ 300 millions \$, ou environ 291 millions \$ déduction faite des charges après impôts. En juillet 2011, 1,24 million d'actions ordinaires additionnelles de Fortis ont été émises auprès du public à 33,00 \$ l'action, à l'exercice d'une option pour attributions excédentaires, dégageant un produit brut d'environ 41 millions \$, ou environ 40 millions \$ déduction faite des charges après impôts.

En novembre 2011, les débetures convertibles subordonnées non garanties de 40 millions \$ US ont été converties, au gré du porteur, en 1,4 million d'actions ordinaires de Fortis, à raison de 29,63 \$ l'action (29,11 \$ US l'action), comme l'autorise le contrat d'emprunt (note 13).

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.

Au 31 décembre 2011, 6,3 millions d'actions ordinaires (4,0 millions au 31 décembre 2010) 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 2011, le nombre d'actions ordinaires réservées pour émission aux termes des actions privilégiées de la Société s'établissait à 26,0 millions (26,0 millions au 31 décembre 2010).

Au 31 décembre 2011, 3 millions \$ (3 millions \$ au 31 décembre 2010) d'actions ordinaires n'avaient pas été entièrement libérées du fait de montants à rembourser en vertu des prêts accordés aux employés aux fins du régime d'achat d'actions des employés et aux cadres aux fins d'achat d'options sur actions.

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 2011, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation était de 181,6 millions et en 2010, de 172,9 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le RPA s'établit comme suit :

	2011			2010		
	Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	RPA	Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	RPA
RPA de base	318 \$	181,6	1,75 \$	285 \$	172,9	1,65 \$
Incidence des titres potentiellement dilutifs :						
Options sur actions	–	1,0		–	0,9	
Actions privilégiées (notes 15 et 21)	17	10,1		17	11,9	
Déventures convertibles	2	1,2		2	1,4	
	337 \$	193,9		304 \$	187,1	
Moins effets antidilutifs :						
Actions privilégiées	(7)	(3,9)		–	–	
RPA dilué	330 \$	190,0	1,74 \$	304 \$	187,1	1,62 \$

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 2011, la Société offrait les régimes d'options sur actions suivants : le régime de 2006 et le régime de 2002. Le régime de 2002 a été adopté à l'assemblée générale annuelle et extraordinaire du 15 mai 2002, afin de remplacer les anciens régimes d'options sur actions des cadres (« ROAC ») et régime d'options sur actions des administrateurs. Toutes les options en cours en vertu de l'ancien ROAC ont été exercées au cours de 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 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	2011	2010
Options en cours au début de l'exercice	4 700 203	4 693 493
Attribuées	828 512	892 744
Annulées	(29 359)	(93 864)
Exercées	(790 127)	(792 170)
Options en cours à la fin de l'exercice	4 709 229	4 700 203
Options dont les droits sont acquis à la fin de l'exercice	2 572 775	2 541 374
Prix d'exercice moyens pondérés	2011	2010
Options en cours au début de l'exercice	23,52 \$	21,83 \$
Attribuées	32,95	27,36
Annulées	28,16	25,68
Exercées	19,56	17,61
Options en cours à la fin de l'exercice	25,81	23,52

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2011 et 2010

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

Options sur actions (suite)

Voici des détails quant aux options sur actions en cours et dont les droits étaient acquis au 31 décembre 2011 :

Nombre d'options en cours	Nombre d'options dont les droits sont acquis	Prix d'exercice	Date d'échéance
5 608	5 608	12,03 \$	2012
79 210	79 210	12,81 \$	2013
204 441	204 441	15,28 \$	2014
10 000	10 000	15,23 \$	2014
1 031	1 031	14,55 \$	2014
313 376	313 376	18,40 \$	2015
28 000	28 000	18,11 \$	2015
6 303	6 303	20,82 \$	2015
341 741	341 741	22,94 \$	2016
489 246	489 246	28,19 \$	2014
34 343	34 343	25,76 \$	2014
678 938	492 949	28,27 \$	2015
863 209	375 937	22,29 \$	2016
835 743	190 590	27,36 \$	2017
818 040	—	32,95 \$	2018
4 709 229	2 572 775		

Le prix d'exercice moyen pondéré des options sur actions dont les droits sont acquis était de 23,64 \$ au 31 décembre 2011.

En mars 2011, la Société a attribué 828 512 options d'achat d'actions ordinaires en vertu de son régime de 2006 au cours moyen pondéré de 32,95 \$ en fonction des volumes des cinq jours précédant immédiatement la date d'attribution. La juste valeur de chaque option attribuée était de 4,57 \$ l'option.

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 de chaque option attribuée était de 4,41 \$ l'option.

La juste valeur des options attribuées mentionnées ci-dessus a été estimée à la date d'attribution selon le modèle de Black et Scholes et d'après les hypothèses suivantes.

	2011	2010
Rendement de l'action (%)	3,68	3,66
Volatilité prévue (%)	23,1	25,1
Taux d'intérêt sans risque (%)	2,00	2,54
Durée de vie moyenne pondérée prévue (en années)	4,5	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, qui est 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 2011 (4 millions \$ en 2010).

Régime d'UAD des administrateurs

Le régime d'UAD des administrateurs de la Société est un moyen 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	2011	2010
UAD en cours au début de l'exercice	146 951	116 904
Attribuées	27 070	24 426
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	5 429	5 621
UAD rachetées	(31 821)	–
UAD en cours à la fin de l'exercice	147 629	146 951

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, une charge de 1 million \$ (2 millions \$ en 2010) a été comptabilisée relativement au régime d'UAD.

Au cours de 2011, 31 821 UAD ont été rachetées à la suite du décès d'un membre du conseil d'administration, au prix de 33,06 \$ par UAD, soit un montant total d'environ 1 million \$.

Au 31 décembre 2011, le passif lié aux UAD en cours était comptabilisé au cours de clôture de l'action ordinaire de la Société, qui était de 33,37 \$, soit un total d'environ 5 millions \$ (5 millions \$ au 31 décembre 2010), 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 UAR 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	2011	2010
UAR en cours au début de l'exercice	141 408	98 133
Attribuées	45 000	60 000
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	5 329	5 017
UAR rachetées	(37 079)	(21 742)
UAR en cours à la fin de l'exercice	154 658	141 408

En mars 2011, 37 079 UAR ont été payées au président-directeur général de la Société au prix de 33,11 \$ par UAR, soit un montant total d'environ 1 million \$. Le paiement a eu lieu à l'échéance de la période de trois ans pour l'attribution d'UAR qui avait été effectuée en février 2008, 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 2011, une charge de 2 millions \$ (2 millions \$ en 2010) a été comptabilisée relativement au régime d'UAR.

Au 31 décembre 2011, le passif lié aux UAR en cours était comptabilisé au cours de clôture de l'action ordinaire de la Société, qui était de 33,37 \$, soit un total d'environ 3 millions \$ (3 millions \$ au 31 décembre 2010), et il est compris dans les autres passifs (note 14).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2011 et 2010

18. Cumul des autres éléments du résultat étendu

Les autres éléments du résultat étendu découlent des éléments exclus de la présentation dans l'état des résultats consolidé. La variation du cumul des autres éléments du résultat étendu par catégorie s'établit comme suit :

	2011		
	Solde d'ouverture 1 ^{er} janvier	Variation nette	Solde de clôture 31 décembre
<i>(en millions)</i>			
Pertes nettes de change latentes :			
(Pertes) gains de change latent(e)s sur les investissements nets dans des établissements étrangers autonomes	(138)\$	38 \$	(100)\$
Gains (pertes) sur couvertures d'investissements nets dans des établissements étrangers autonomes	56	(23)	33
(Charge) recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés	(8)	4	(4)
	(90)	19	(71)
Couvertures de flux de trésorerie abandonnées :			
Pertes nettes sur instruments dérivés abandonnés à titre de couvertures de flux de trésorerie	(6)	2	(4)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés	2	(1)	1
	(4)	1	(3)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(94)\$	20 \$	(74)\$

	2010		
	Solde d'ouverture 1 ^{er} janvier	Variation nette	Solde de clôture 31 décembre
<i>(en millions)</i>			
Pertes nettes de change latentes :			
Pertes de change latentes sur les investissements nets dans des établissements étrangers autonomes	(105)\$	(33)\$	(138)\$
Gains sur couvertures d'investissements nets dans des établissements étrangers autonomes	31	25	56
Charge d'impôts sur les bénéfices des sociétés	(4)	(4)	(8)
	(78)	(12)	(90)
Couvertures de flux de trésorerie abandonnées :			
Pertes nettes sur instruments dérivés abandonnés à titre de couvertures de flux de trésorerie	(7)	1	(6)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés	2	–	2
	(5)	1	(4)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(83)\$	(11)\$	(94)\$

La variation nette du cumul des autres éléments du résultat étendu pour 2011 comprend le reclassement des pertes de change latentes de 28 millions \$ liées à la conversion en dollars canadiens de l'investissement net antérieur de la Société dans la filiale étrangère autonome Belize Electricity, et des gains de change latents de 13 millions \$ (11 millions \$ après impôts) liés aux emprunts en dollars américains de la Société désignés antérieurement comme couverture efficace de l'investissement net antérieur de la Société dans la filiale étrangère autonome Belize Electricity, qui ont été sortis du cumul des autres éléments du résultat étendu et reclassés dans les autres actifs à long terme. Les reclassements ont été entraînés par l'expropriation de Belize Electricity le 20 juin 2011 (notes 8 et 31).

19. Participations ne donnant pas le contrôle

<i>(en millions)</i>	2011	2010
Société Waneta	128 \$	44 \$
Caribbean Utilities	73	73
Actions privilégiées de Newfoundland Power	7	7
Belize Electricity	–	38
	208 \$	162 \$

20. Autres revenus (charges), montant net

<i>(en millions)</i>	2011	2010
Frais de résiliation	17 \$	– \$
Composante capitaux propres de la PFUPC (note 3)	13	15
Intérêts créditeurs	4	2
Gain net de change latent	4	1
Autres revenus, déduction faite des charges	2	1
Coûts de développement des affaires	–	(6)
	40 \$	13 \$

Les frais de résiliation ont été payés à Fortis en juillet 2011 à la suite de la résiliation de l'accord de fusion entre Fortis et la Central Vermont Public Service Corporation.

Le gain net de change comprend un gain de change d'environ 4,5 millions \$ à la conversion en dollars canadiens de l'autre actif à long terme de la Société associé à Belize Electricity (note 8), en partie contrebalancé par une perte de change d'environ 3,5 millions \$ à la conversion en dollars canadiens d'emprunts en dollars américains non couverts de la Société.

Le gain net de change comprend également les montants liés aux transactions en monnaie étrangère effectuées par Caribbean Utilities.

21. Frais financiers

<i>(en millions)</i>	2011	2010
Intérêts – Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition	362 \$	352 \$
– Emprunts à court terme	10	9
Dividendes sur actions privilégiées (notes 15 et 16)	17	17
Composante passif de la PFUPC (note 3)	(19)	(16)
	370 \$	362 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2011 et 2010

22. 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>	2011	2010
Passif (actif) d'impôts futurs		
Immobilisations de services publics	605 \$	544 \$
Biens productifs	27	27
Actifs incorporels	32	26
Actifs réglementaires	81	78
Autres actifs et passifs (montant net)	(4)	2
Passifs réglementaires	(73)	(58)
Report de pertes en avant	(19)	(23)
Gains de change latents sur la dette à long terme	7	9
Coûts d'émission d'actions et de financement de la dette	2	–
Passif d'impôts futurs, montant net	658 \$	605 \$
Actif d'impôts futurs de l'exercice	(24)\$	(14)\$
Passif d'impôts futurs de l'exercice	5	6
Actif d'impôts futurs à long terme	(8)	(16)
Passif d'impôts futurs à long terme	685	629
Passif d'impôts futurs, montant net	658 \$	605 \$

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

<i>(en millions)</i>	2011	2010
Canada		
Impôts exigibles	71 \$	68 \$
Impôts futurs	67	49
Moins : ajustements réglementaires	(65)	(50)
	2	(1)
Total au Canada	73 \$	67 \$
À l'étranger		
Impôts exigibles	5 \$	2 \$
Impôts futurs	2	(2)
Total à l'étranger	7 \$	– \$
Impôts sur les bénéfices des sociétés	80 \$	67 \$

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>	2011	2010
Taux d'imposition combiné fédéral et provincial canadien prévu par la loi	30,5 %	32,0 %
Taux d'imposition prévu par la loi appliqué au bénéfice avant impôts sur les bénéfices des sociétés	133 \$	125 \$
Dividendes sur actions privilégiées	5	6
Écart entre le taux canadien prévu par la loi et les taux applicables aux filiales étrangères	(12)	(15)
Écart entre les taux provinciaux canadiens prévus par la loi applicables aux filiales sous différentes juridictions canadiennes	(13)	(11)
Éléments capitalisés aux fins comptables, mais passés en charges aux fins fiscales	(53)	(39)
Écart entre l'amortissement fiscal et les montants comptabilisés aux fins comptables	12	(4)
Charges non déductibles	7	8
Autres	1	(3)
Impôts sur les bénéfices des sociétés	80 \$	67 \$
Taux d'imposition effectif	18,3 %	17,2 %

Au 31 décembre 2011, la Société avait des pertes autres qu'en capital et en capital reportées en avant d'environ 86 millions \$ (101 millions \$ au 31 décembre 2010), dont une tranche de 13 millions \$ (18 millions \$ au 31 décembre 2010) 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 2031.

23. Avantages sociaux futurs

La Société et ses filiales maintiennent chacune un régime ou une combinaison de régimes de retraite à prestations déterminées et de régimes de retraite à cotisations déterminées, y compris des REER collectifs à l'intention de leurs employés. La Société, les sociétés FortisBC Energy, FortisAlberta, FortisBC Electric, 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 juste valeur des actifs des régimes sont évaluées aux fins comptables en date du 31 décembre de chaque année pour la Société, les sociétés FortisBC Energy, Newfoundland Power et Caribbean Utilities et en date du 30 septembre de chaque année pour FortisAlberta, FortisBC Electric, FortisOntario et Algoma Power. La plus récente évaluation actuarielle des régimes de retraite réalisée aux fins de capitalisation est en date du 1^{er} juillet 2009 pour Algoma Power; du 31 décembre 2009 pour les sociétés FortisBC Energy (régimes des employés non syndiqués) et FortisOntario; du 31 décembre 2010 pour les sociétés FortisBC Energy (régimes des employés syndiqués), FortisAlberta et FortisBC Electric; et du 31 décembre 2011 pour la Société, Newfoundland Power et Caribbean Utilities. Les prochaines évaluations aux fins de la capitalisation seront effectuées au plus tard trois ans suivant la date de l'évaluation actuarielle la plus récente de chaque régime mentionnée ci-dessus.

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>	2011	2010
Titres canadiens	43	45
Titres à revenu fixe	43	41
Titres étrangers	9	9
Immobilier	5	5
	100	100

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2011 et 2010

23. 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 :

	2011			2010		
	Obligations au titre des prestations constituées	Actifs des régimes	Non capitalisé, montant net	Obligations au titre des prestations constituées	Actifs des régimes	Capitalisation nette (non capitalisé)
(en millions)						
Sociétés FortisBC Energy	442 \$	315 \$	(127)\$	370 \$	285 \$	(85)\$
FortisAlberta	33	26	(7)	30	22	(8)
FortisBC Electric	156	111	(45)	144	106	(38)
Newfoundland Power	283	276	(7)	256	269	13
Maritime Electric	2	–	(2)	2	–	(2)
FortisOntario ¹⁾	24	22	(2)	24	21	(3)
Algoma Power	20	18	(2)	19	15	(4)
Caribbean Utilities	7	4	(3)	6	4	(2)
Fortis	25	5	(20)	21	5	(16)
Total	992 \$	777 \$	(215)\$	872 \$	727 \$	(145)\$

¹⁾ Comprend les employés admissibles d'Énergie Niagara.

	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2011	2010	2011	2010
(en millions)				
Variation de l'obligation au titre des prestations constituées				
Solde au début de l'exercice	872 \$	752 \$	204 \$	181 \$
Coût des services rendus au cours de l'exercice	21	16	5	4
Cotisations des employés	14	11	–	–
Intérêts débiteurs	46	46	11	12
Prestations versées	(39)	(36)	(6)	(5)
Perte actuarielle	78	88	28	27
Coûts des services passés/modifications de régimes	–	(5)	1	(15)
Solde à la fin de l'exercice	992 \$	872 \$	243 \$	204 \$
Variation de la valeur des actifs des régimes				
Solde au début de l'exercice	727 \$	661 \$	– \$	– \$
Rendement réel des actifs des régimes	42	67	–	–
Prestations versées	(39)	(36)	(6)	(5)
Cotisations des employés	14	11	–	–
Cotisations de l'employeur	33	24	6	5
Solde à la fin de l'exercice	777 \$	727 \$	– \$	– \$
Situation de capitalisation				
Déficit à la fin de l'exercice	(215)\$	(145)\$	(243)\$	(204)\$
Perte actuarielle nette non amortie	294	231	90	66
Coûts des services passés non amortis	(1)	(1)	(25)	(31)
Obligation transitoire non amortie	7	8	10	12
Cotisations de l'employeur après la date d'évaluation	2	1	–	–
Actifs (passifs) au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice	87 \$	94 \$	(168)\$	(157)\$
Coûts reportés des régimes de retraite (note 8)	139 \$	140 \$	– \$	– \$
Passifs des régimes à prestations déterminées (note 14)	(52)	(46)	–	–
Passifs des régimes d'ACR (note 14)	–	–	(168)	(157)
	87 \$	94 \$	(168)\$	(157)\$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

<i>(en millions)</i>	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2011	2010	2011	2010
Composantes du coût net au titre des prestations constituées				
Coût des services rendus au cours de l'exercice	21 \$	16 \$	5 \$	4 \$
Intérêts débiteurs	46	46	11	12
Rendement réel des actifs des régimes	(42)	(67)	–	–
Perte actuarielle	78	88	28	27
Coûts des services passés/modifications de régimes	–	(5)	1	(15)
Coût de l'exercice	103	78	45	28
Écarts entre le coût de l'exercice et les coûts comptabilisés pour l'exercice relativement aux éléments suivants :				
Rendement des actifs des régimes	(5)	21	–	–
Perte actuarielle	(58)	(77)	(24)	(25)
Coûts des services passés	1	6	(5)	13
Obligation transitoire et modifications de régimes	1	–	2	2
Ajustement réglementaire	(8)	(1)	2	(7)
Coût net au titre des prestations constituées	34 \$	27 \$	20 \$	11 \$
Hypothèses importantes				
Taux d'actualisation moyen pondéré au cours de l'exercice (%)	5,37	6,16	5,38	6,27
Taux d'actualisation moyen pondéré aux 31 décembre (%)	4,65	5,37	4,69	5,38
Taux de rendement à long terme prévu moyen pondéré des actifs des régimes (%)	6,76	6,88	–	–
Taux de croissance moyen pondéré de la rémunération (%)	3,37	3,70	3,41	3,72
Croissance hypothétique moyenne pondérée du coût des soins de santé aux 31 décembre (%)	–	–	6,59	6,53
Durée résiduelle moyenne d'activité des employés actifs (années)	4–15	3–15	12–16	10–17

Pour 2011, 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	25 \$	(21)\$
Augmentation (diminution) du coût des services rendus au cours de l'exercice et des intérêts	2	(2)

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2011 et 2010

23. Avantages sociaux futurs (suite)

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 2011 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.

(en millions)	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	(2)\$	2 \$	– \$	45 \$
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de rendement	3	(3)	–	(41)
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	(15)	14	(2)	(137)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	18	(16)	2	171

¹⁾ Les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric 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.

Au cours de 2011, la Société a passé en charges 13 millions \$ (11 millions \$ en 2010) aux fins des régimes de retraite à cotisations déterminées.

24. Acquisition d'entreprise

2011

ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES – FORTIS PROPERTIES

En octobre 2011, Fortis Properties a fait l'acquisition de l'hôtel Hilton Suites Winnipeg Airport pour un prix d'acquisition total au comptant d'environ 25 millions \$ attribué aux biens productifs. 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'octobre 2011.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

25. Information sectorielle

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

Exercice clos le 31 décembre 2011 (en millions \$)	ACTIVITÉS RÉGLEMENTÉES					ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES						
	Entreprises de services publics de gaz											Consolidés
	Entreprises de services publics d'électricité					Siège social et autres						
	Sociétés FortisBC Energy – Canada	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Newfound- land Power	Autres Canada	Total – Électricité au Canada	Électricité Caraïbes	Fortis Generation	Fortis Properties	Éliminations inter- sectorielles		
Produits d'exploitation	1 568	409	296	573	339	1 617	305	34	231	29	(37)	3 747
Coûts de l'approvisionnement énergétique	854	–	72	369	218	659	192	1	–	–	(9)	1 697
Charges d'exploitation	307	144	83	75	48	350	40	8	156	10	(6)	865
Amortissement	111	134	45	42	24	245	33	4	19	7	–	419
Bénéfice d'exploitation	296	131	96	87	49	363	40	21	56	12	(22)	766
Autres revenus (charges), montant net	10	5	1	–	–	6	3	1	–	21	(1)	40
Frais financiers	127	60	39	36	20	155	14	2	24	71	(23)	370
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices des sociétés	40	1	10	16	7	34	1	2	9	(6)	–	80
Bénéfice net (perte nette)	139	75	48	35	22	180	28	18	23	(32)	–	356
Participations ne donnant pas le contrôle	–	–	–	1	–	1	8	–	–	–	–	9
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	29	–	29
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	139	75	48	34	22	179	20	18	23	(61)	–	318
Écart d'acquisition	908	227	221	–	63	511	138	–	–	–	–	1 557
Actifs identifiables	4 408	2 452	1 320	1 202	658	5 632	718	546	610	482	(391)	12 005
Total de l'actif	5 316	2 679	1 541	1 202	721	6 143	856	546	610	482	(391)	13 562
Dépenses en immobilisations brutes ¹⁾	253	416	102	81	47	646	71	174	30	–	–	1 174
Exercice clos le 31 décembre 2010 (en millions \$)												
Produits d'exploitation	1 546	385	266	555	331	1 537	333	36	226	29	(50)	3 657
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	10	(5)	822
Amortissement	108	126	41	47	23	237	36	4	18	7	–	410
Bénéfice d'exploitation	287	118	79	88	48	333	48	22	57	12	(20)	739
Autres revenus (charges), montant net	9	3	3	–	–	6	3	4	–	(5)	(4)	13
Frais financiers	121	54	35	36	21	146	18	4	24	73	(24)	362
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices des sociétés	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	1 197	646	5 250	779	348	572	505	(417)	11 356
Total de l'actif	5 227	2 371	1 484	1 197	709	5 761	913	348	572	505	(417)	12 909
Dépenses en immobilisations brutes ¹⁾	253	379	139	78	48	644	72	84	19	1	–	1 073

¹⁾ Se rapportent aux paiements au comptant visant l'acquisition ou la construction d'immobilisations de services publics, y compris les montants liés aux projets d'investissements dans le transport de l'AESO, aux biens productifs et aux actifs incorporels, selon les montants présentés à l'état des flux de trésorerie consolidé.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2011 et 2010

25. Information sectorielle (suite)

Les opérations entre parties liées 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 entre parties liées se rapportent essentiellement : i) à la vente d'énergie de Fortis Generation à Belize Electricity, jusqu'au 20 juin 2011, et à FortisOntario; ii) aux ventes d'électricité de Newfoundland Power à Fortis Properties; et iii) aux frais financiers attribués aux emprunts entre parties liées. Les opérations intersectorielles importantes entre parties liées pour les exercices clos les 31 décembre sont décrites ci-dessous :

Opérations intersectorielles importantes entre parties liées

(en millions)	2011	2010
Ventes de Fortis Generation aux entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	7 \$	24 \$
Ventes de Fortis Generation aux autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	1	1
Ventes de Newfoundland Power à Fortis Properties	5	4
Frais financiers intersectoriels relatifs aux emprunts suivants :		
De Fortis Generation aux autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	1	4
Du siège social aux autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	2	1
Du siège social aux entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	4	3
Du siège social à Fortis Generation	3	4
Du siège social à Fortis Properties	13	12

Les soldes d'actifs intersectoriels importants entre parties liées aux 31 décembre s'établissent comme suit :

(en millions)	2011	2010
Emprunts intersectoriels :		
De Fortis Generation aux autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	20 \$	20 \$
Du siège social aux autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	–	50
Du siège social aux entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	76	60
Du siège social à Fortis Generation	23	51
Du siège social à Fortis Properties	249	219
Autres actifs intersectoriels	23	17
Total des éliminations intersectorielles	391 \$	417 \$

26. Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés

(en millions)	2011	2010
Intérêts payés	359 \$	355 \$
Impôts sur les bénéfices payés	67	51

Le tableau suivant présente la composition des variations du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie de la Société.

(en millions)	2011	2010
Débiteurs	5 \$	(53)\$
Charges payées d'avance	(2)	(1)
Actifs réglementaires – tranche échéant à moins de un an	(4)	18
Stocks	30	9
Créditeurs et charges à payer	57	(3)
Impôts à payer	3	14
Passifs réglementaires – tranche échéant à moins de un an	9	14
Variation du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie	98 \$	(2)\$

27. 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 l'entretien et l'expansion de leur infrastructure. Fortis contracte des dettes au niveau de ses filiales afin de soutenir les investissements dans l'infrastructure énergétique, 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 s'assurer d'un accès aux capitaux, la Société cherche à maintenir une structure du capital à long terme consolidée composée d'environ 40 % de capitaux propres, y compris des actions privilégiées, et d'environ 60 % de titres de créance, ainsi qu'à conserver des notes de solvabilité de première qualité. Chaque entreprise de services publics réglementés de la Société maintient la structure du capital qui lui est propre et qui est conforme à la structure du capital réputée qui est reflétée dans les tarifs imposés à la clientèle.

Le tableau ci-dessous présente une comparaison de la structure du capital consolidée de Fortis au 31 décembre 2011 avec la structure du capital consolidée au 31 décembre 2010.

	2011		2010	
	(en millions)	(%)	(en millions)	(%)
Total de la dette et des obligations liées aux contrats de location-acquisition (déduction faite de la trésorerie) ¹⁾	5 855 \$	55,0	5 914 \$	58,4
Actions privilégiées ²⁾	912	8,6	912	9,0
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	3 877	36,4	3 305	32,6
Total ³⁾	10 644 \$	100,0	10 131 \$	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.

Certaines créances 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 contrats d'emprunt à long terme. En outre, une des créances à long terme de la Société est assortie 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 financées consolidées excédaient 75 % du total de sa structure du capital consolidée.

Au 31 décembre 2011, la Société et ses filiales, à l'exception de la société Exploits, comme il est décrit plus loin, respectaient les clauses restrictives de leur dette.

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 56 millions \$ au 31 décembre 2011 (58 millions \$ au 31 décembre 2010). Les prêteurs n'ont pas exigé de 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 31 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 29.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2011 et 2010

28. Instruments financiers

La Société a désigné ses instruments financiers non dérivés comme suit aux 31 décembre :

(en millions)	2011		2010	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
Détenus à des fins de transaction				
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹⁾	89 \$	89 \$	109 \$	109 \$
Prêts et créances				
Comptes clients et autres débiteurs ^{1), 2), 3)}	644	644	655	655
Autres créances à long terme ^{1), 3), 4)}	13	13	15	15
Autre actif – Belize Electricity ⁴⁾	106	– ⁵⁾	–	–
Autres passifs financiers				
Emprunts à court terme ^{1), 3)}	159	159	358	358
Comptes fournisseurs et autres créditeurs ^{1), 3), 6)}	778	778	786	786
Dividendes à verser ^{1), 3)}	60	60	54	54
Dépôts de clients ^{1), 3), 7)}	6	6	6	6
Billet de la société Waneta ^{7), 8)}	45	49	42	40
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an ^{9), 10)}	5 788	7 143	5 669	6 431
Actions privilégiées classées comme dette ^{9), 11)}	320	348	320	344

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 à long terme inscrits au bilan consolidé.

⁵⁾ La juste valeur de l'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity établie selon l'évaluation du gouvernement du Belize est bien inférieure à la juste valeur établie selon l'évaluation indépendante commandée par la Société concernant cette entreprise de services publics. En raison de la nature incertaine du montant final et de la capacité du gouvernement du Belize de verser le dédommagement à Fortis à l'égard de l'expropriation de Belize Electricity, la Société a comptabilisé l'autre actif à long terme à la valeur comptable de l'investissement antérieur de la Société dans Belize Electricity, y compris l'effet de change.

⁶⁾ Inclus dans les créditeurs et charges à payer au bilan consolidé.

⁷⁾ Inclus dans les autres passifs inscrits au bilan consolidé.

⁸⁾ La valeur comptable est une valeur actualisée nette.

⁹⁾ La valeur comptable est évaluée au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

¹⁰⁾ La valeur comptable au 31 décembre 2011 exclut les frais financiers reportés non amortis de 43 millions \$ (42 millions \$ au 31 décembre 2010) et les obligations liées aux contrats de location-acquisition de 40 millions \$ (38 millions \$ au 31 décembre 2010).

¹¹⁾ 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 d'un capital de 592 millions \$ était de 634 millions \$ au 31 décembre 2011 (615 millions \$ au 31 décembre 2010).

La valeur comptable des instruments financiers inclus dans l'actif à court terme et le passif à court terme et dans 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.

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, comme c'est le cas pour le billet de la société Waneta, 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 équivalant 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

De temps à autre, la Société et ses filiales ont recours aux instruments financiers dérivés pour couvrir les risques de fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix du combustible et 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 au 31 décembre.

	2011				2010	
	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						
Contrat de change à terme ^{1), 2)}	< 1	1	– \$	– \$	– \$	– \$
Contrats d'options sur le combustible ^{1), 2)}	< 1	2	(1)	(1)	–	–
Dérivés sur gaz naturel ^{1), 2)}						
Swaps et options	Jusqu'à 3	143	(135)	(135)	(162)	(162)
Primes liées aux contrats d'achat de gaz	Jusqu'à 3	57	–	–	(5)	(5)

¹⁾ Les évaluations de la juste valeur sont de niveau 2 selon les trois niveaux qui distinguent le niveau de caractère observable des prix utilisés pour évaluer la juste valeur. Les données de niveau 2 représentent les données d'entrée autres que les cours sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques, qui sont observables pour l'actif ou le passif concerné, soit directement (à savoir des données dérivées de prix) ou indirectement (à savoir des dérivés de prix).

²⁾ Les justes valeurs des dérivés étaient comptabilisées dans les crédettes aux 31 décembre 2011 et 2010.

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 peuvent être établies avec précision du fait qu'elles comportent des incertitudes et des questions de jugement et, par conséquent, elles pourraient s'avérer inefficaces pour prédire le bénéfice consolidé futur ou les flux de trésorerie consolidés futurs de la Société.

29. 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 de 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 exiger des dépôts ou des paiements anticipés des clients et vérifier la solvabilité de certains clients, et procéder à des débranchements ou recourir à des agences de recouvrement indépendantes dans le cas de comptes en souffrance.

FortisAlberta fait face à une concentration du risque de crédit, ses services de distribution étant facturés à un groupe relativement restreint de détaillants. Au 31 décembre 2011, son exposition brute au risque de crédit s'établissait à environ 150 millions \$, soit la valeur prévue de la facturation aux détaillants pour une période de 60 jours. La société a ramené son exposition à environ 3 millions \$ en obtenant des détaillants un dépôt au comptant, une caution, une lettre de crédit ou une note de première qualité de la part d'une importante agence de notation, ou en obligeant le détaillant à obtenir une garantie financière auprès d'une entité dont la note est de première qualité.

Les sociétés FortisBC Energy 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 FortisBC Energy traitent avec des institutions très solvables, conformément aux pratiques établies en matière d'approbation de crédit. Les contreparties avec lesquelles les sociétés FortisBC Energy 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

31 décembre 2011 et 2010

29. Gestion du risque financier (suite)

Risque de crédit (suite)

La Société est exposée au risque de crédit associé au montant et au calendrier du dédommagement que Fortis est en droit de recevoir du gouvernement du Belize à la suite de l'expropriation par ce dernier de l'investissement de la Société dans Belize Electricity le 20 juin 2011. La Société a d'autres actifs à long terme de 106 millions \$, y compris l'effet de change, constatés dans le bilan consolidé et liés à l'investissement exproprié dans Belize Electricity (notes 8 et 31).

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 2011 (16 millions \$ au 31 décembre 2010), à l'exclusion des instruments financiers dérivés présentés dans les débiteurs aux 31 décembre, est présentée ci-dessous :

(en millions)	2011	2010
Comptes qui ne sont pas en souffrance	553 \$	584 \$
Comptes en souffrance de 0 à 30 jours	65	56
Comptes en souffrance de 31 à 60 jours	12	9
Comptes en souffrance de 61 jours et plus	14	6
	644 \$	655 \$

Au 31 décembre 2011, l'analyse chronologique comprenait les montants dus par Belize Electricity à BECOL, en raison de l'arrêt de la comptabilisation des résultats financiers de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation à la suite de l'expropriation de l'entreprise de services publics par le gouvernement du Belize. Au 31 décembre 2011, Belize Electricity devait 9,5 millions \$ à BECOL relativement à des achats d'énergie. Environ 2 millions \$ des comptes débiteurs en souffrance de 31 à 60 jours et 5 millions \$ des comptes débiteurs en souffrance de 61 jours et plus étaient liés à des montants que Belize Electricity devait à BECOL.

Au 31 décembre 2011, d'autres créances à long terme des sociétés FortisBC Energy, de FortisBC Electric et de Newfoundland Power totalisant 13 millions \$ (comprises dans les autres actifs à long terme) devaient être reçues au cours des cinq prochains exercices et par la suite, soit une tranche de 3 millions \$ qui devait être reçue au cours des exercices 2013 et 2014, une tranche de 1 million \$ au cours des exercices 2015 et 2016, et une tranche de 9 millions \$ après 2016.

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 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 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 pourrait devoir faire de temps à autre des emprunts sur sa facilité de crédit confirmée afin de soutenir le service de la dette et le versement des dividendes. Au cours des cinq prochains exercices, les échéances moyennes annuelles consolidées de la dette à long terme et les remboursements devraient être d'environ 270 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 2011, la Société et ses filiales avaient des facilités de crédit consolidées d'environ 2,2 milliards \$, dont une tranche d'environ 1,9 milliard \$ demeurait inutilisée. Les facilités de crédit sont presque toutes conclues auprès des sept plus grandes banques canadiennes, aucune banque ne détenant plus de 20 % de ces facilités. Une tranche d'environ 2,1 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2012 et 2015.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 2011	Total au 31 décembre 2010
Total des facilités de crédit	845 \$	1 390 \$	13 \$	2 248 \$	2 109 \$
Facilités de crédit utilisées :					
Emprunts à court terme	–	(157)	(2)	(159)	(358)
Dette à long terme (note 13) ¹⁾	–	(74)	–	(74)	(218)
Lettres de crédit en cours	(1)	(65)	–	(66)	(124)
Facilités de crédit inutilisées	844 \$	1 094 \$	11 \$	1 949 \$	1 409 \$

¹⁾ Au 31 décembre 2011, les emprunts sur les facilités de crédit classés dans la dette à long terme incluaient 16 millions \$ (16 millions \$ au 31 décembre 2010) 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 2011 et 2010, 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.

Siège social et autres

Fortis a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 800 millions \$, venant à échéance en juillet 2015, et une facilité de crédit à vue non garantie de 15 millions \$. En tout temps avant l'échéance, la Société peut déposer un préavis écrit pour augmenter le montant disponible aux termes de la facilité de crédit renouvelable confirmée et le faire passer à 1 milliard \$. 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.

FHI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 30 millions \$ venant à échéance en mai 2012, qui peut servir aux besoins généraux du siège social.

Enterprises de services publics réglementés

FEI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 500 millions \$ venant à échéance en août 2013. FEVI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 200 millions \$ venant à échéance en décembre 2013. 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, FEVI a une facilité de crédit 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 250 millions \$ venant à échéance en septembre 2015, qui peut être utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et qui peut servir aux besoins généraux du siège social. FortisAlberta a aussi une facilité de crédit à vue non garantie de 10 millions \$.

FortisBC Electric a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$, dont une tranche de 50 millions \$ vient à échéance en mai 2012 et dont la tranche résiduelle de 100 millions \$ échoit en mai 2014. 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 Electric 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 2015 et d'une facilité de crédit à vue de 20 millions \$.

Maritime Electric a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 50 millions \$, venant à échéance en février 2014, 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 d'environ 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 renouvelable 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.

Fortis Properties

Fortis Properties a une facilité de crédit à vue renouvelable garantie de 13 millions \$ qui peut être utilisée pour les besoins généraux du siège social.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2011 et 2010

29. Gestion du risque financier (suite)

Risque d'illiquidité (suite)

La Société et ses entreprises de services publics, qui sont actuellement notées, visent une note de solvabilité de première qualité afin de maintenir leur accès au marché financier à des taux d'intérêt raisonnables. Au 31 décembre 2011, les notes de crédit de la Société se présentaient comme suit :

Standard & Poor's	A- (note des titres de créance à long terme et non garantis de la Société)
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 chacune des filiales réglementées de Fortis, l'engagement de la direction à contenir les niveaux d'endettement au niveau de la société de portefeuille, les paramètres de crédit raisonnables de la Société, et la capacité établie et les efforts soutenus de cette dernière pour faire l'acquisition et l'intégration d'entreprises de services publics réglementés stables, financées de manière prudente. En février 2012, après que Fortis a annoncé avoir conclu une entente portant sur l'acquisition de toutes les actions de CH Energy Group, Inc. (« CH Energy Group ») pour 1,5 milliard \$ US, y compris la prise en charge d'une dette de 500 millions \$ US à la clôture (note 33), DBRS a placé la note de crédit de la Société sous surveillance avec perspective évolutive. De la même façon, Standard & Poor's a mis la note de crédit de la Société sous surveillance avec perspective négative.

Le tableau suivant présente une analyse des échéances contractuelles des passifs financiers de la Société au 31 décembre 2011.

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	159 \$	– \$	– \$	– \$	159 \$
Comptes fournisseurs et autres créiteurs	778	–	–	–	778
Dérivés sur gaz naturel ¹⁾	88	41	–	–	129
Contrats d'options sur le combustible ²⁾	1	–	–	–	1
Contrat de change à terme ³⁾	4	–	–	–	4
Dividendes à verser	60	–	–	–	60
Dépôts de clients ⁴⁾	–	2	1	3	6
Billet de la société Waneta ⁵⁾	–	–	–	72	72
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an ⁶⁾	103	791	440	4 454	5 788
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme	356	690	597	5 201	6 844
Actions privilégiées classées comme dette	–	123	197	–	320
Obligations de paiement de dividendes sur les actions privilégiées, classées comme frais financiers	17	25	17	–	59
Total	1 566 \$	1 672 \$	1 252 \$	9 730 \$	14 220 \$

¹⁾ Les montants sont présentés d'après des flux de trésorerie bruts. Au 31 décembre 2011, les dérivés étaient comptabilisés dans les créiteurs à la juste valeur de 135 millions \$.

²⁾ Les montants sont présentés d'après des flux de trésorerie bruts. Au 31 décembre 2011, les contrats étaient comptabilisés dans les créiteurs à la juste valeur de 1 million \$.

³⁾ Les montants sont présentés d'après des flux de trésorerie bruts. Au 31 décembre 2011, les contrats étaient comptabilisés dans les créiteurs à la juste valeur de moins de 1 million \$.

⁴⁾ Les dépôts de clients étaient comptabilisés dans les autres passifs au 31 décembre 2011.

⁵⁾ Les montants sont présentés d'après des flux de trésorerie bruts. Le billet était comptabilisé dans les autres passifs à la valeur actualisée nette de 45 millions \$ au 31 décembre 2011.

⁶⁾ Exclut les frais financiers reportés de 43 millions \$ et les obligations liées aux contrats de location-acquisition de 40 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 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 partiellement le gain ou la perte de change à la conversion du bénéfice des filiales étrangères de la Société, qui est libellé en dollars américains. La monnaie de présentation des états financiers de Caribbean Utilities, Fortis Turks and Caicos, FortisUS Energy et BECOL est le dollar américain. Les résultats financiers de Belize Electricity étaient libellés en dollars béliziens, dont la valeur est fondée sur celle du dollar américain.

Au 31 décembre 2011, la dette à long terme de 550 millions \$ US (590 millions \$ US au 31 décembre 2010) de la Société était désignée comme couverture de la quasi-totalité des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers autonomes. Au 31 décembre 2011, la Société avait des investissements nets dans des établissements étrangers autonomes d'environ 6 millions \$ US (7 millions \$ US au 31 décembre 2010) non encore couverts. Les variations des taux de change liées à la conversion des emprunts en dollars américains émis par 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 autonomes, qui sont aussi comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.

Avec prise d'effet le 20 juin 2011, l'actif de la Société associé à son investissement antérieur dans Belize Electricity (note 8) n'est pas admissible à la comptabilité de couverture étant donné que Belize Electricity n'est plus une filiale étrangère autonome de Fortis. Par conséquent, au cours de 2011, la tranche de la dette de la Société qui couvrait auparavant l'investissement dans Belize Electricity n'était plus une couverture efficace. Depuis le 20 juin 2011, les gains et pertes de change à la conversion de l'actif associé à Belize Electricity et la dette de la Société libellée en dollars américains qui était auparavant admissible comme couverture de l'investissement ont été comptabilisés en résultat. Par conséquent, en 2011, la Société a comptabilisé en résultat un gain de change net d'environ 1 million \$ (1,5 million \$ après impôts) (note 20).

Une appréciation ou une dépréciation de 5 % du dollar américain par rapport au dollar canadien se serait traduite par : i) une hausse ou une baisse du bénéfice d'environ 6 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (2 millions \$ en 2010); ii) par une hausse ou une baisse des autres actifs à long terme d'environ 4 millions \$ au 31 décembre 2011 (néant en 2010); et iii) par une baisse ou une hausse des autres éléments du résultat étendu de 24 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (25 millions \$ en 2010). 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, à l'incidence de la conversion de l'autre actif à long terme de la Société lié à son investissement antérieur dans Belize Electricity, 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 28 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (30 millions \$ en 2010).

Les paiements de FEI libellés en dollars américains en vertu d'un contrat visant la mise en œuvre d'un système d'information clients sont exposés à des fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. Pour couvrir cette exposition, FEI a conclu un contrat de change à terme. Au 31 décembre 2011, 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 du contrat de change à terme, en l'absence de réglementation des tarifs et dans la mesure où toutes les autres variables demeurent inchangées, se serait traduite par une augmentation ou une diminution du bénéfice de moins de 1 million \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (moins de 1 million \$ en 2010). De plus, FEI a obtenu de l'organisme de réglementation l'approbation de reporter toute hausse ou baisse de la juste valeur du contrat de change à terme, aux fins de son recouvrement auprès des clients, ou de son remboursement aux clients, dans les tarifs futurs. Par conséquent, toute variation de la juste valeur aurait eu une incidence sur les actifs ou les passifs réglementaires plutôt que sur 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.

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 3 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (4 millions \$ en 2010). 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 2011 (1 million \$ en 2010). En outre, les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric ont des comptes de report réglementaires afin d'atténuer l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt se rapportant à leur dette à taux variable et qui sont recouverts auprès des clients, ou remboursés à ceux-ci, 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 2011 (1 million \$ pour 2010).

Risque lié au prix des marchandises

Les sociétés FortisBC Energy sont exposées au risque lié au prix des marchandises en raison des variations du prix du marché du gaz naturel. Ce risque a été 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 adoptée par les sociétés FortisBC Energy 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. En 2011, la BCUC a déterminé que, dans le contexte actuel, la couverture de produits de base ne constitue pas un moyen rentable pour atteindre les objectifs de prix concurrentiels et de stabilité des tarifs. Concurrentement, la BCUC a rejeté le plan de gestion du risque de prix pour 2011–2014 de FEI à l'exception de certains éléments relatifs aux écarts de prix à l'échelle régionale. Par conséquent, les sociétés FortisBC Energy ont suspendu toutes leurs activités de couverture de produits de base à l'exception de quelques swaps, comme l'autorise la BCUC. Les contrats de couverture existants demeureront en vigueur jusqu'à leur échéance et la capacité des sociétés FortisBC Energy de recouvrer la totalité des coûts du gaz à même les tarifs imposés aux clients demeure inchangée. Tous les écarts entre le coût du gaz naturel acheté et le prix du gaz naturel compris dans les tarifs imposés à la clientèle sont comptabilisés à titre de reports réglementaires et sont recouverts auprès des clients, ou remboursés aux clients, dans les tarifs futurs, sous réserve de l'approbation de l'organisme de réglementation.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2011 et 2010

29. Gestion du risque financier (suite)

Risque de marché (suite)

Risque lié au prix des marchandises (suite)

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 59 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (63 millions \$ en 2010). Toutefois, les sociétés FortisBC Energy 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 59 millions \$ (63 millions \$ au 31 décembre 2010). 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 59 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (62 millions \$ en 2010). 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 59 millions \$ (62 millions \$ au 31 décembre 2010).

L'exposition de la Société au risque de marché lié au contrat 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.

30. Engagements

Au 31 décembre 2011, les engagements consolidés de la Société pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite, compte non tenu des remboursements sur la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition, qui sont présentés séparément à la note 13, s'établissent comme suit :

(en millions)	Total	Échéant dans moins de 1 an	Échéant dans 2 ans	Échéant dans 3 ans	Échéant dans 4 ans	Échéant dans 5 ans	Échéant après 5 ans
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz ¹⁾	300 \$	180 \$	74 \$	46 \$	– \$	– \$	– \$
Obligations d'achat d'électricité							
FortisBC Electric ²⁾	2 430	47	45	40	41	40	2 217
FortisOntario ³⁾	413	48	49	50	51	52	163
Maritime Electric ⁴⁾	190	50	38	40	47	1	14
Coût en capital ⁵⁾	461	17	17	19	17	19	372
Obligations liées aux contrats de location-exploitation ⁶⁾	152	26	17	16	16	16	61
Billet de la société Waneta ⁷⁾	72	–	–	–	–	–	72
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés ⁸⁾	64	3	4	4	4	3	46
Cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées ⁹⁾	58	26	25	3	1	1	2
Location de bureaux – FortisBC Electric ¹⁰⁾	17	2	2	2	1	1	9
Autres ¹¹⁾	7	1	1	1	1	–	3
Total	4 164 \$	400 \$	272 \$	221 \$	179 \$	133 \$	2 959 \$

¹⁾ Les obligations liées aux contrats d'achat de gaz se rapportent à divers contrats d'achat de gaz aux sociétés FortisBC Energy. 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 2011.

²⁾ Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC Electric comprennent le contrat d'achat d'électricité Brilliant (le « contrat BPPA »), le CAE conclu avec BC Hydro ainsi que les contrats d'achat de capacité conclus 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. La centrale Brilliant est la propriété de Brilliant Power Corporation (« BPC »), société détenue à parts égales par CPC/CBT. FortisBC Electric voit à l'exploitation et à la maintenance de la centrale Brilliant pour le compte de BPC qui lui verse des frais de gestion. Le contrat BPPA exige des versements fondés sur les coûts 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 clause de prise ferme fondée sur un cycle de cinq ans de renouvellement des exigences de capacité de production. Au cours de septembre 2010, FortisBC Electric a conclu un contrat d'achat de capacité auprès de Powerex, filiale en propriété exclusive de BC Hydro,

pour des achats de capacité hivernale à prix fixe jusqu'en février 2016. En vertu du contrat, si FortisBC Electric a accès à de nouvelles ressources, comme des projets d'immobilisations ou des projets contractuels, avant l'expiration du contrat, FortisBC Electric 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. De plus, en novembre 2011, FortisBC Electric a conclu un deuxième contrat auprès de Powerex pour des achats de capacité hivernale à prix fixe jusqu'en mars 2012.

En novembre 2011, FortisBC Electric a signé l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta (l'« ECEW »). La BCUC a d'abord accepté le dépôt de l'ECEW en septembre 2010, laquelle permet à FortisBC Electric d'acheter de la capacité sur une période de 40 ans dès que l'Expansion Waneta sera terminée, soit au printemps 2015 selon les attentes. Le montant total que FortisBC Electric devra verser à la société Waneta sur la durée de l'ECEW est estimé à environ 2,9 milliards \$. La version signée de l'ECEW a été soumise à la BCUC en novembre 2011. La BCUC sollicitera les observations du public afin de déterminer la pertinence d'amorcer un autre processus public relativement à l'acceptation par la BCUC du dépôt de l'ECEW signée. Le montant n'a pas été inclus dans le tableau des engagements ci-dessus, car il doit être payé par FortisBC Electric à une partie liée et une telle opération entre parties liées serait éliminée à la consolidation avec Fortis.

- 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 arrivent à échéance en décembre 2019.
- ⁴⁾ Maritime Electric détient deux contrats d'achat ferme d'énergie ou de capacité. 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 Pointe Lepreau. L'autre contrat d'achat ferme, qui vise à permettre à Maritime Electric de réserver 30 MW de capacité de transport vers les États-Unis sur une nouvelle ligne internationale de transport d'électricité, viendra à échéance en novembre 2032.
- ⁵⁾ Maritime Electric a droit à environ 4,7 % de la production de la centrale Pointe Lepreau pendant la durée de vie de celle-ci. Dans le cadre de sa convention de participation, Maritime Electric doit payer sa part du coût en capital et des charges d'exploitation de la centrale, lesquels ont été inclus dans le tableau ci-dessus. Cependant, dans le cadre de l'entente sur l'énergie avec le gouvernement de l'Î.-P.-É., le gouvernement de l'Î.-P.-É. est responsable du paiement des coûts mensuels d'exploitation et de maintenance de Pointe Lepreau, 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.
- ⁶⁾ 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. Ces obligations comprennent également les obligations liées aux contrats de location-exploitation, jusqu'en avril 2012, relatives aux actifs de distribution d'électricité de Port Colborne Hydro, ainsi qu'un montant de 7 millions \$ à l'égard du choix exercé en vertu du contrat de location-exploitation d'acheter les actifs restants de Port Colborne Hydro en avril 2012.
- ⁷⁾ Le remboursement devrait être effectué en 2020 et se rapporte à certains actifs incorporels et coûts de conception de projet acquis d'une société affiliée à CPC/CBT relatifs à la construction de l'Expansion Waneta.
- 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 2016 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.
- 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 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 2011 – Newfoundland Power
 - 31 décembre 2012 – Sociétés FortisBC Energy (régimes des employés non syndiqués)
 - 31 décembre 2013 – Sociétés FortisBC Energy (régimes des employés syndiqués)
 - 31 décembre 2013 – FortisBC Electric
- ¹⁰⁾ Le 29 septembre 1993, FortisBC Electric 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 Electric a des options de rachat vers la 20^e année et la 28^e année du bail.

31 décembre 2011 et 2010

30. Engagements (suite)

¹¹⁾ Les autres obligations contractuelles comprennent les contrats de location de bâtiment, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et un engagement d'achat d'un câble de télécommunications à fibres optiques à FortisBC Electric.

Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont tenues d'assurer le service aux clients sur leurs territoires de service respectifs. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés découlent en grande partie de la nécessité de maintenir et d'améliorer le rendement, la fiabilité et la sécurité des réseaux de gaz et d'électricité, et de répondre aux besoins d'une clientèle en croissance. Le programme consolidé d'investissement de la Société, y compris dans ses secteurs non réglementés, devrait comporter pour 2012 près de 1,3 milliard \$ de dépenses en immobilisations et un total de 5,5 milliards \$ de 2012 à 2016, qui ne figurent pas dans le tableau des engagements ci-dessus.

Au cours des exercices antérieurs, FEVI a bénéficié de prêts sans intérêt du gouvernement fédéral et du gouvernement de la Colombie-Britannique, 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. 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 FEVI, tout comme la base tarifaire de FEVI employée pour établir les tarifs.

Au 31 décembre 2011, le solde à rembourser des prêts gouvernementaux était de 49 millions \$. Le calendrier des remboursements des prêts gouvernementaux est fonction de la capacité de FEVI 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, FEVI prévoit effectuer les versements suivants sur les prêts : 20 millions \$ en 2012, 4 millions \$ en 2013, 10 millions \$ en 2014 et en 2015, et 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 2011, aucune partie n'avait présenté d'avis de résiliation. Ainsi, le contrat est automatiquement renouvelé jusqu'en mai 2012. La quantité de combustible à acheter en vertu du contrat pour 2012 est d'environ 10 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.

31. Actifs expropriés

Belize Electricity

Le 20 juin 2011, le gouvernement du Belize a adopté des dispositions législatives menant à l'expropriation de l'investissement de la Société dans Belize Electricity. Du fait qu'elle ne contrôle plus les activités de l'entreprise, la Société a cessé de comptabiliser les résultats financiers de Belize Electricity selon la méthode de la consolidation, en date du 20 juin 2011, et a classé la valeur comptable de son investissement antérieur dans l'entreprise dans les autres actifs à long terme au bilan consolidé (note 8).

En octobre 2011, Fortis a intenté une action auprès de la Cour suprême du Belize pour contester la légalité de l'expropriation de son investissement dans Belize Electricity. Fortis a commandé une évaluation indépendante de son investissement exproprié dans Belize Electricity et a soumis sa demande de dédommagement au gouvernement du Belize en novembre 2011.

De son côté, le gouvernement du Belize a commandé une évaluation indépendante de Belize Electricity et a communiqué les résultats de cette évaluation dans sa réponse à la demande de dédommagement de la Société. La juste valeur de Belize Electricity établie selon l'évaluation du gouvernement du Belize est bien inférieure à la juste valeur établie selon l'évaluation de la Société. Dans le cadre de son action pour contester l'expropriation, Fortis évalue d'autres options afin d'obtenir du gouvernement du Belize une juste indemnisation.

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.

32. 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.

FHI

En 2007 et 2008, une filiale non réglementée de FHI 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. FHI a entamé le processus d'appel lié aux avis de cotisation.

En 2009, FHI 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, Inc. FHI a déposé sa défense. Au cours du deuxième trimestre de 2010, FHI 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 pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés.

FortisBC Electric

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a allégué des manquements au Code d'exploitation forestière et de la négligence à l'égard d'un incendie de forêt survenu près du lac Vaseux et a déposé et signifié un bref et une déclaration contre FortisBC Electric datés du 2 août 2005. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a maintenant inclus dans son action des dommages d'environ 13,5 millions \$ sans les quantifier en détail. De plus, les propriétaires fonciers ont déposé et signifié des brefs et des déclarations distincts datés du 19 août 2005 et du 22 août 2005 à l'égard de montants non présentés, en rapport avec cette même affaire. FortisBC Electric et ses assureurs se défendent contre ces réclamations. 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.

33. Événement postérieur à la date du bilan

Le 21 février 2012, Fortis a annoncé avoir conclu une entente portant sur l'acquisition de CH Energy Group pour 65,00 \$ US l'action au comptant, soit un prix d'acquisition global d'environ 1,5 milliard \$ US, y compris la prise en charge d'une dette d'environ 500 millions \$ US à la conclusion de l'acquisition (l'« acquisition »). CH Energy Group est une société de distribution d'énergie ayant son siège social à Poughkeepsie, dans l'État de New York. Sa principale société, Central Hudson Gas & Electric Corporation, fournit des services publics réglementés de transport et de distribution d'énergie à quelque 300 000 consommateurs d'électricité et 75 000 consommateurs de gaz naturel dans huit comtés de la région médiane de la vallée de l'Hudson. La clôture de l'acquisition, qui devrait avoir lieu dans environ 12 mois, est sous réserve de l'approbation des porteurs d'actions ordinaires de CH Energy Group, des approbations réglementaires et d'autres approbations, ainsi que du respect des conditions de clôture habituelles. L'acquisition devrait immédiatement contribuer au bénéfice par action ordinaire, à l'exclusion des frais non récurrents liés à la transaction.

34. Chiffres correspondants

Certains chiffres correspondants ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation de la période considérée. Les changements les plus importants sont liés : i) à une diminution de 58 millions \$ des flux de trésorerie provenant des activités de financement associée à l'émission d'actions ordinaires, et à une diminution correspondante des flux de trésorerie affectés aux activités de financement associée aux dividendes versés sur les actions ordinaires; ii) à une augmentation de 17 millions \$ des actifs réglementaires à long terme et à une diminution correspondante des immobilisations de services publics associée à un changement de présentation des sociétés FortisBC Energy; et iii) à une hausse des autres revenus (charges), montant net, de 13 millions \$, contrebalancée par une baisse des produits de 7 millions \$ et des charges d'exploitation de 6 millions \$, ainsi que par une hausse des frais financiers de 12 millions \$ en lien avec un changement de présentation des autres revenus (charges), montant net, à l'état des résultats consolidés.

Rétrospective financière

États des résultats (en millions \$)	2011	2010 ¹⁾	2009 ¹⁾
Produits, y compris la quote-part du bénéfice d'un placement	3 747	3 657	3 641
Coûts de l'approvisionnement énergétique et charges d'exploitation	2 562	2 508	2 577
Amortissement	419	410	364
Autres revenus (charges), montant net	40	13	10
Frais financiers	370	362	369
Impôts sur les bénéfices des sociétés	80	67	49
Résultats des activités abandonnées, gains tirés de ventes et autres éléments inhabituels	–	–	–
Bénéfice net	356	323	292
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	9	10	12
Bénéfice net attribuable aux actionnaires privilégiés	29	28	18
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	318	285	262
Bilans (en millions \$)			
Actif à court terme	1 120	1 204	1 124
Écart d'acquisition	1 557	1 553	1 560
Autres actifs à long terme	1 263	1 083	917
Immobilisations de services publics, biens productifs et actifs incorporels	9 622	9 069	8 538
Total de l'actif	13 562	12 909	12 139
Passif à court terme	1 320	1 517	1 592
Autres passifs à long terme	1 566	1 404	1 288
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition (excluant la tranche à court terme)	5 679	5 609	5 276
Actions privilégiées (classées comme dette)	320	320	320
Total des passifs	8 885	8 850	8 476
Capitaux propres	4 677	4 059	3 663
Flux de trésorerie (en millions \$)			
Activités d'exploitation	904	732	681
Activités d'investissement	1 125	991	1 045
Activités de financement	390	455	563
Dividendes, excluant les dividendes sur actions privilégiées classées comme dette	189	172	176
Statistiques financières			
Rendement des capitaux propres moyens attribuables aux actionnaires ordinaires (%)	8,86	8,79	8,41
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)	55,0	58,4	60,2
Actions privilégiées (classées à la fois comme dette et comme capitaux propres)	8,6	9,0	6,9
Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires	36,4	32,6	32,9
Ratio de couverture des intérêts (multiple)			
Dette	2,1	2,0	1,9
Total des charges fixes	2,0	1,9	1,8
Total des dépenses brutes en immobilisations (en millions \$)	1 174	1 073	1 024
Données sur les actions ordinaires			
Valeur comptable par action (fin de l'exercice) (\$)	20,53	18,92	18,61
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en millions)	181,6	172,9	170,2
Résultat de base par action ordinaire (\$)	1,75	1,65	1,54
Dividendes déclarés par action ordinaire (\$)	1,170	1,410	0,780
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	1,160	1,120	1,040
Ratio dividendes/bénéfice (%)	66,3	67,9	67,5
Ratio cours/bénéfice (multiple)	19,1	20,6	18,6
Sommaire des données de négociation des actions			
Haut (\$) (TSX)	35,45	34,54	29,24
Bas (\$) (TSX)	28,24	21,60	21,52
Cours de clôture (\$) (TSX)	33,37	33,98	28,68
Volume (en milliers) (TSX)	126 341	120 855	121 162

¹⁾ Certains chiffres comparatifs de 2010 et 2009 ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de la période considérée, y compris les autres revenus (charges), montant net, qui sont présentés distinctement à l'état des résultats. Les chiffres antérieurs à 2009 n'ont pas été retraités. Voir la note 34 des états financiers consolidés annuels de 2011 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.

Rétrospective financière

2008	2007	2006 ²⁾	2005 ²⁾	2004	2003	2002
3 907	2 718	1 472	1 441	1 146	843	715
2 859	1 904	939	926	766	579	477
348	273	178	158	114	62	65
-	-	-	-	-	-	-
363	299	168	154	122	86	74
65	36	32	70	47	38	32
-	8	2	10	-	-	-
272	214	157	143	97	78	67
13	15	8	6	6	4	4
14	6	2	-	-	-	-
245	193	147	137	91	74	63
1 150	1 038	405	299	293	191	180
1 575	1 544	661	512	514	65	60
487	424	331	471	418	345	241
7 954	7 276	4 049	3 315	2 713	1 563	1 459
11 166	10 282	5 446	4 597	3 938	2 164	1 940
1 697	1 804	558	412	538	296	334
727	697	482	477	138	62	39
4 884	4 623	2 558	2 136	1 905	1 031	941
320	320	320	320	320	123	-
7 628	7 444	3 918	3 345	2 901	1 512	1 314
3 538	2 838	1 528	1 252	1 037	652	626
661	373	263	304	272	157	134
852	2 033	634	467	1 026	308	349
387	1 826	456	224	777	232	261
191	146	77	64	51	38	35
8,70	10,00	11,87	12,40	11,28	12,30	12,23
59,5	64,3	61,1	58,7	61,4	60,0	65,2
7,3	5,2	10,0	8,6	9,4	6,7	-
33,2	30,5	28,9	32,7	29,2	33,3	34,8
1,9	1,9	2,2	2,5	2,3	2,2	2,3
1,8	1,7	2,0	2,1	2,0	2,1	2,2
935	803	500	446	279	208	229
17,97	16,69	12,19	11,74	10,45	8,82	8,50
157,4	137,6	103,6	101,8	84,7	69,3	65,1
1,56	1,40	1,42	1,35	1,07	1,06	0,97
1,010	0,880	0,700	0,605	0,548	0,525	0,498
1,000	0,820	0,670	0,588	0,540	0,520	0,485
64,1	58,6	47,2	43,7	50,3	48,9	49,9
15,8	20,7	21,0	18,0	16,2	13,9	13,5
29,94	30,00	30,00	25,64	17,75	15,24	13,28
20,70	24,50	20,36	17,00	14,23	11,63	10,76
24,59	28,99	29,77	24,27	17,38	14,73	13,13
132 108	100 920	60 094	37 706	29 254	31 180	21 676

Renseignements pour les investisseurs

Dates prévues de versement des dividendes* et de publication des résultats

Dates de fermeture des registres

17 mai 2012	17 août 2012
16 novembre 2012	14 février 2013

Dates de versement des dividendes

1 ^{er} juin 2012	1 ^{er} septembre 2012
1 ^{er} décembre 2012	1 ^{er} mars 2013

Dates de publication des résultats

2 mai 2012	31 juillet 2012
1 ^{er} novembre 2012	7 février 2013

* 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, ON 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 à l'institution bancaire canadienne de leur choix en communiquant avec l'agent des transferts.

Rapport annuel envoyé en double

Malgré nos efforts, certains actionnaires peuvent recevoir plus d'un exemplaire du rapport annuel parce qu'ils ont plusieurs comptes d'actions. Les actionnaires désireux de consolider ces comptes 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

Vendredi 4 mai 2012
10 h 30
Delta St. John's
120 New Gower Street
St. John's, NL 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.)
Ka-Kei Law Creative, Vancouver (C.-B.)

Photographie :

David Batten, Goodwood (Ont.)
Larry Doell, Rossland (C.-B.)
Barrett & Mackay, Cornwall (Î.-P.-É.)
Sergei Belski, Airdrie (Alb.)
Ned Pratt, St. John's (T.-N.-L.)

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
PO Box 8837
St. John's, NL Canada A1B 3T2

Téléphone : 709 737 2800
Télécopieur : 709 737 5307

www.fortisinc.com
TSX : FTS

