



Activités



Activités de services publics réglementés

Activités de gaz

FortisBC Colombie-Britannique
Central Hudson* État de New York

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
Central Hudson* État de New York

Activités non réglementées

Fortis Generation

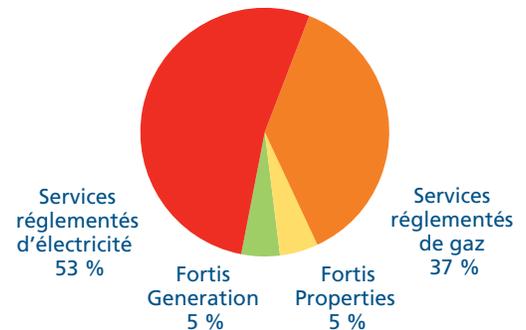
Emplacements
Belize, Ontario, région centrale de Terre-Neuve,
Colombie-Britannique, État de New York

Fortis Properties

Immobilier et hôtellerie
Partout au Canada

Actif totalisant 15 milliards \$

(au 31 décembre 2012)

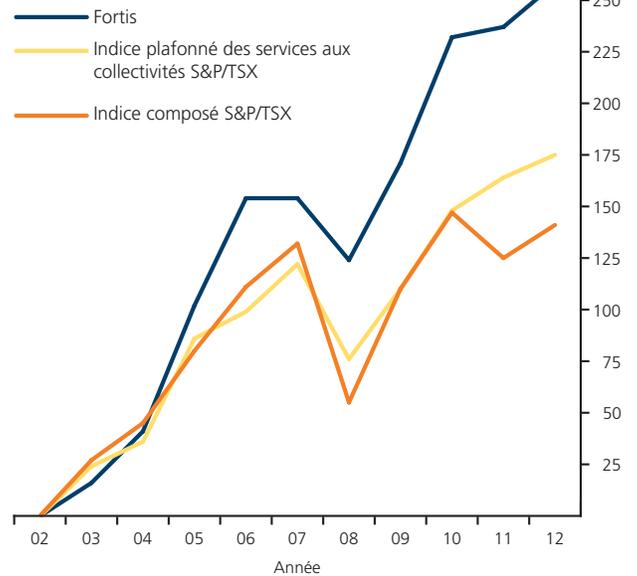


* Avant l'acquisition de CH Energy Group, Inc.

Table des matières

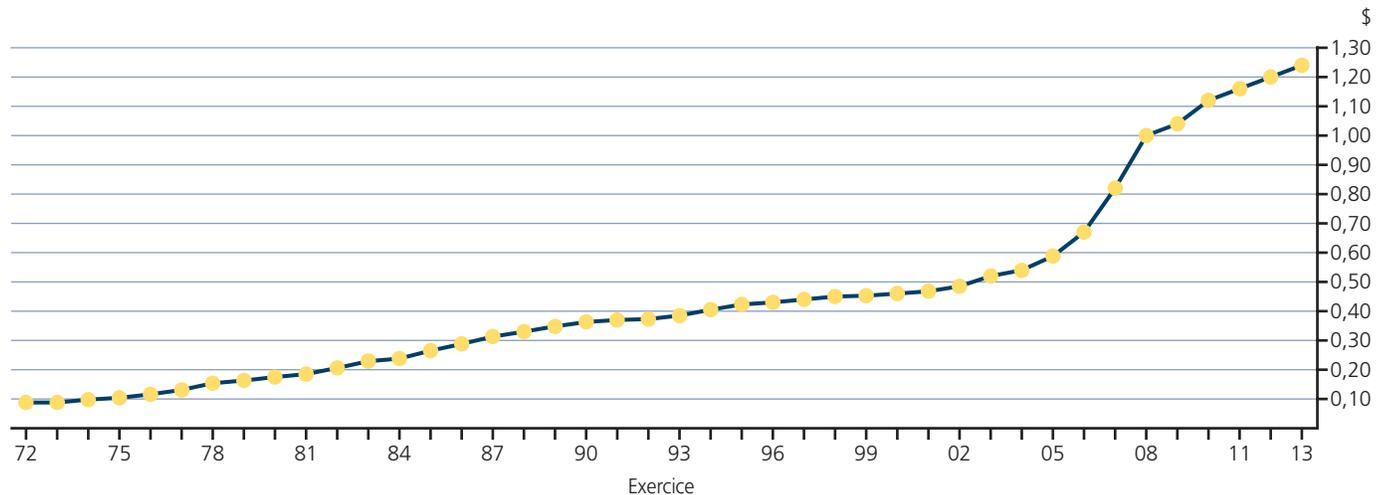
Faits saillants pour les investisseurs	2
Rapport aux actionnaires	4
Rapport de gestion	7
États financiers	82
Rétrospective financière	146
Renseignements pour les investisseurs	148

Rendement cumulé total des dix dernières années



Dividendes versés par action ordinaire

Fortis a augmenté le dividende annualisé versé à ses actionnaires ordinaires 40 années d'affilée, soit le plus long record pour une société ouverte du Canada.



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

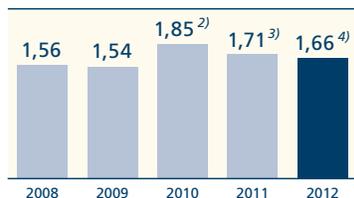
La Société continuera de se concentrer sur trois grands objectifs :

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

Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires (M\$)



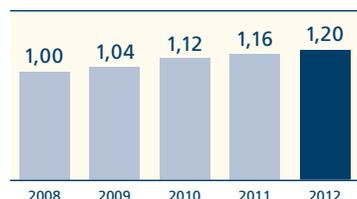
Résultat de base par action ordinaire (\$)



Résultat dilué par action ordinaire (\$)



Dividendes versés par action ordinaire (\$)



Ratio dividendes/bénéfice (%)



Capitalisation boursière (G\$)



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



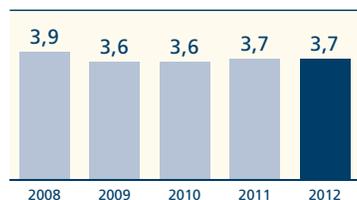
Actif (G\$)



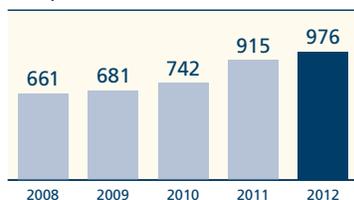
Dépenses en immobilisations (G\$)



Produits (G\$)



Flux de trésorerie d'exploitation (M\$)



Ratio dette/capitalisation boursière totale (%)



¹⁾ L'information financière des exercices 2010 à 2012 a été préparée conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis; avant 2010, elle était préparée conformément aux PCGR du Canada.

²⁾ Comprend l'incidence favorable de 46 millions \$ sur le bénéfice liée à la constatation d'un actif réglementaire associé aux régimes d'avantages complémentaires de retraite à l'adoption des PCGR des États-Unis.

³⁾ Comprend l'incidence favorable de 11 millions \$ sur le bénéfice liée aux frais versés à Fortis en juillet 2011 à la suite de la résiliation de l'accord de fusion.

⁴⁾ Comprend l'incidence défavorable de 7,5 millions \$ sur le bénéfice des charges liées à l'acquisition imminente de CH Energy Group, Inc.

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens.

L'information porte sur les exercices clos les 31 décembre.

Activités réglementées

Gaz

FortisBC ¹⁾	Clients (nombre)	Employés (nombre)	Demande de pointe quotidienne (TJ)	Volumes de gaz (PJ)	Programme d'investissement (M\$)	Total de l'actif (G\$)	Base tarifaire (G\$) ²⁾	Bénéfice (M\$)	RCP autorisé (%) ³⁾	
									2012	2013
Total	945 000	1 681	1 336	199	206	5,5	3,7	138	9,50	9,50 ⁴⁾

Électricité

	Clients (nombre)	Employés (nombre)	Demande de pointe (MW)	Ventes d'énergie (GWh)	Programme d'investissement (M\$)	Total de l'actif (G\$)	Base tarifaire (G\$) ²⁾	Bénéfice (M\$)	RCP autorisé (%) ³⁾	
									2012	2013
FortisAlberta	508 000	1 107	2 652	16 799	442	3,0	2,3	96	8,75	8,75 ⁴⁾
FortisBC	163 000	542	737	3 143	69	1,9	1,2	50	9,90	9,90 ⁴⁾
Newfoundland Power	251 000	653	1 241	5 652	86	1,4	0,9	37	8,80	8,80 ⁴⁾
Maritime Electric	76 000	178	230	1 079	25	0,5	0,3	13	9,75	9,75
FortisOntario	64 000	196	253	1 302	23	0,3	0,2	11	8,01/9,85 ⁵⁾	8,93/9,85 ⁵⁾
Caribbean Utilities ⁶⁾	27 000	190	96	548	30	0,5	0,4	10	7,25–9,25 ⁷⁾	7,25–9,25 ^{7) 8)}
Fortis Turks and Caicos ⁹⁾	12 000	151	35	180	18	0,3	0,2	9	17,50 ^{7) 10)}	17,50 ^{7) 10)}
Total	1 101 000	3 017	5 244	28 703	693	7,9 ¹¹⁾	5,5	226		

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 2013.

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⁾ Résultat intermédiaire et sujet à changement selon les conclusions en 2013 des instances relatives au coût du capital.

⁵⁾ 2012 – Énergie Niagara : 8,01 %; Algoma Power : 9,85 %. 2013 – Énergie Niagara : 8,93 %; Algoma Power : 9,85 %.

⁶⁾ 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.

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

⁸⁾ Cette donnée peut changer en juin 2013 selon l'application annuelle du mécanisme d'ajustement des plafonds tarifaires.

⁹⁾ Composée de FortisTCI Limited (« FortisTCI »), Atlantic Equipment & Power (Turks and Caicos) Ltd. (« Atlantic ») et, à partir d'août 2012, Turks and Caicos Utilities Limited (« TCU »), collectivement appelées « Fortis Turks and Caicos ».

¹⁰⁾ Le chiffre prévu dans la licence est celui de FortisTCI et Atlantic. Le chiffre prévu dans la licence de TCU est de 15 %. Le RAB combiné atteint en 2012 était de 7 %.

¹¹⁾ Plus 104 millions \$ associés à la valeur comptable nette de l'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity.

Activités non réglementées

Fortis Generation ¹⁾

	Capacité de production (MW)	Ventes d'énergie (GWh)	Total de l'actif (G\$) ³⁾	Bénéfice (M\$)	Programme d'investissement (M\$) ⁴⁾
Total	139	306	0,8	17	196

Fortis Properties ²⁾

	Employés (nombre)	Total de l'actif (G\$)	Bénéfice (M\$)	Programme d'investissement (M\$)
Total	2 400	0,7	22	35

¹⁾ Composée des investissements au Belize, en Ontario, dans la région centrale de Terre-Neuve, en Colombie-Britannique et dans le nord-ouest 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 23 hôtels dans tout le Canada.

³⁾ Comprend 65 millions \$ dans les autres actifs non réglementés.

⁴⁾ Comprend un montant de 192 millions \$ lié à la construction de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta en Colombie-Britannique.

L'information porte sur l'exercice clos le 31 décembre 2012, à moins d'indication contraire.

Rapport aux actionnaires

Chers actionnaires,

Votre société poursuit sa croissance de manière stratégique et rentable tout en demeurant centrée sur les exigences des clients, qui s'attendent à un service de haute qualité et de grande valeur.

Fortis a connu une croissance spectaculaire ces dix dernières années, grâce à l'acquisition d'entreprises de services publics réglementés dans l'Ouest canadien et à des investissements continus. Le taux de croissance annuel composé de nos actifs pour la période de dix ans terminée le 31 décembre 2012 a été de 23 %.

Pour la quatrième année d'affilée, notre programme d'investissement a dépassé 1 milliard \$. Les entreprises de services publics de Fortis servent en tout plus de deux millions de clients, et grâce à nos importants investissements, en grande partie dans l'Ouest canadien, nous pourrions continuer à satisfaire les besoins énergétiques croissants de nos clients actuels et de nos nouveaux clients.



Stan Marshall
Président-directeur général, Fortis Inc.



David Norris
Président du conseil, Fortis Inc.

Au cours du dernier exercice, nous avons fait des progrès considérables dans l'exécution de notre stratégie d'étendre nos activités sur le marché américain. En février 2012, Fortis a conclu une entente portant sur l'acquisition de CH Energy Group, Inc. (« CH Energy Group ») 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. Central Hudson Gas & Electric Corporation (« Central Hudson »), principale société de CH Energy Group, fournit des services à 375 000 consommateurs d'électricité et de gaz dans la région médiane de la vallée de l'Hudson dans l'État de New York. Le programme d'investissement de l'entreprise devrait dépasser en moyenne 125 millions \$ annuellement au cours des cinq prochaines années. L'acquisition devrait contribuer au résultat par action ordinaire de Fortis pour la première année complète de propriété, en excluant les charges liées à l'acquisition.

L'approbation de l'acquisition par la New York State Public Service Commission (« NYSPSC ») est le dernier jalon réglementaire important requis pour conclure la transaction. Un accord de règlement intervenu entre Fortis, CH Energy Group, le personnel de la NYSPSC, les intervenants inscrits et d'autres parties a été déposé auprès de la NYSPSC en janvier 2013. La conclusion de l'acquisition est prévue au cours du deuxième trimestre de 2013.

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés au Canada a augmenté d'environ 11 % par rapport à celui de l'exercice précédent, grâce à la solide croissance de FortisAlberta.

Fortis a dégagé un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 315 millions \$, ou 1,66 \$ par action ordinaire, en 2012, comparativement à un bénéfice de 311 millions \$, ou 1,71 \$ par action ordinaire, en 2011.

Le bénéfice de 2012 a diminué de 7,5 millions \$ en raison des charges liées à l'acquisition de CH Energy Group, alors que le bénéfice de 2011 avait été favorablement touché par des frais non récurrents de 11 millions \$ payés à Fortis, relativement à la résiliation d'un accord de fusion. Compte non tenu de ces éléments, le bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 22,5 millions \$, ou 0,05 \$ par action ordinaire, par rapport à 2011, sous l'effet de l'amélioration du rendement des entreprises de services publics réglementés au Canada. Une hausse de 5 % du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation par rapport à l'exercice précédent, essentiellement associée à l'émission d'actions ordinaires au milieu de 2011, a eu pour effet d'atténuer le résultat par action ordinaire en 2012.

Fortis a haussé son dividende trimestriel sur actions ordinaires pour le porter à 0,31 \$ à compter du dividende du premier trimestre versé en 2013, ce qui équivaut à un dividende annualisé de 1,24 \$. Fortis a accru son dividende annualisé versé aux actionnaires ordinaires pour une 40^e année de suite, un record pour une société ouverte au Canada. Le dividende versé par action ordinaire a augmenté à un taux de croissance annuel composé de 9,5 % au cours des dix derniers exercices. Le ratio dividendes/bénéfice a atteint 72 % en 2012.

En 2012, Fortis a dégagé un rendement total pour les actionnaires d'environ 6 % en comparaison du rendement annualisé dégagé par l'indice composé S&P/TSX et l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX, qui a été respectivement d'environ 7 % et 4 %. Au cours des dix derniers exercices, Fortis a dégagé un rendement total annualisé d'environ 14 %, 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 9 % pour la même période.

Notre programme d'investissement de 2012 s'établissait à 1,13 milliard \$. Le projet d'amélioration du service à la clientèle de l'entreprise de gaz de FortisBC, dont deux nouveaux centres de service à la clientèle, a atteint l'étape de la mise en service au début de 2012. Notre principal projet d'immobilisations en cours, soit le projet de construction de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta (« Expansion Waneta ») non réglementée de 335 mégawatts, au coût de 900 millions \$, sur la rivière Pend d'Oreille en Colombie-Britannique, se poursuit selon le calendrier et le budget prévus. Les travaux d'excavation de la prise d'eau, de la centrale et des galeries d'amenée ont été achevés au cours de l'exercice. Quelque 436 millions \$ au total ont été dépensés pour l'Expansion Waneta depuis le début des travaux de construction à la fin de 2010, et un montant de 227 millions \$ devrait s'ajouter au cours de l'exercice 2013. Fortis, qui détient une participation de 51 % dans l'Expansion Waneta, exploitera la centrale et en assurera l'entretien dès sa mise en service qui est prévue au printemps 2015.

Rapport aux actionnaires

Les entreprises de services publics réglementés au Canada ont contribué au bénéfice à hauteur de 345 millions \$, en hausse de 34 millions \$ par rapport à 311 millions \$ en 2011.

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada s'est accru de 33 millions \$ par rapport à 2011. Le bénéfice de FortisAlberta a augmenté de 22 millions \$, du fait surtout de la croissance des investissements dans l'infrastructure énergétique ainsi que des produits tirés du transport de 8,5 millions \$ comptabilisés en 2012. L'entreprise a investi plus de 400 millions \$ dans des projets d'investissement en 2012 et devrait investir un montant comparable en 2013. Le bénéfice de Newfoundland Power a été de 5 millions \$ plus élevé qu'à l'exercice précédent, en raison principalement de la baisse du taux d'imposition effectif. Le bénéfice de FortisBC Electric a augmenté de 2 millions \$ en raison de la hausse des investissements dans l'infrastructure énergétique, de l'augmentation des produits tirés du raccordement aux poteaux et des frais financiers moins élevés que prévu en 2012, contrebalancés en partie par l'expiration du mécanisme de tarification axée sur le rendement (« TAR ») le 31 décembre 2011. À 4 millions \$, le bénéfice des autres entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada de la Société est à la hausse, en raison principalement d'une baisse du taux d'imposition effectif de Maritime Electric et du rendement cumulé dégagé sur les dépenses en immobilisations de FortisOntario pour des compteurs intelligents.

Les entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada ont dégagé un bénéfice de 138 millions \$, en hausse de 1 million \$ par rapport à 2011. La hausse des investissements dans l'infrastructure énergétique, l'augmentation des volumes de gaz transportés aux clients du secteur industriel, les charges d'exploitation moins élevées que prévu en 2012 et la baisse du taux d'imposition effectif ont été en partie contrebalancées par un nombre de nouveaux clients moins élevé que prévu en 2012 et une baisse de la provision capitalisée pour les fonds utilisés pendant la construction.

Le calendrier réglementaire pour nos entreprises de services publics au Canada a été très chargé en 2012 et le sera encore en 2013. En 2012, FortisBC a reçu des décisions réglementaires à l'égard des besoins en revenus de ses entreprises de services publics de gaz et d'électricité pour 2012-2013 et prévoit déposer ses prochaines demandes de tarifs au cours du premier semestre de 2013. En avril 2012, une décision a été rendue sur les besoins en revenus de FortisAlberta pour 2012. En septembre 2012, l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») a rendu une décision générale pour la mise en œuvre de sa réglementation relative à la TAR, qui décrit le cadre de la TAR qui s'appliquera aux entreprises de services de distribution en Alberta pendant une période de cinq ans, qui a commencé le 1^{er} janvier 2013. La décision sur la réglementation relative à la TAR en Alberta soulève des préoccupations pour FortisAlberta concernant le traitement de certaines dépenses en immobilisations. Avec d'autres entreprises de services de distribution exerçant leurs activités en Alberta, FortisAlberta a déposé une demande d'autorisation d'appel de la décision sur la réglementation relative à la TAR auprès de la Cour d'appel de l'Alberta. En mars 2013, l'organisme de réglementation a rendu une décision provisoire sur la demande de conformité de FortisAlberta, approuvant une hausse de 1,71 % des tarifs de distribution facturés aux clients et le recouvrement, à compter du 1^{er} janvier 2013, de 60 % des besoins en revenus associés à la demande de suivi du capital pour 2013 de la société. Des décisions finales sur les demandes de conformité et de suivi du capital sont attendues plus tard en 2013.

Les taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actions ordinaires et la structure du capital autorisés définitifs pour 2013 restent à déterminer pour FortisBC, FortisAlberta et Newfoundland Power. En Alberta, une instance générale sur le coût du capital amorcée par l'AUC devrait commencer plus tard en 2013. En Colombie-Britannique, une audience publique s'est tenue en décembre 2012 portant sur la première étape d'une instance générale sur le coût du capital amorcée par l'organisme de réglementation en 2012. À Terre-Neuve, une audience publique portant sur la demande tarifaire générale déposée en septembre 2012 par Newfoundland Power pour déterminer les tarifs à facturer aux clients et le coût du capital en 2013 et 2014 s'est terminée en février 2013. Malgré les instances importantes prévues en 2013, nous prévoyons que la stabilité réglementaire se maintiendra.

Les entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes ont contribué au bénéfice à hauteur de 19 millions \$, contre 20 millions \$ en 2011. FortisTCL Limited a acquis Turks and Caicos Utilities Limited en août 2012 pour un prix d'acquisition global d'environ 13 millions \$ (13 millions \$ US), y compris la dette prise en charge.

Fortis continue de contester la constitutionnalité de l'expropriation de Belize Electricity par le gouvernement du Belize et a une cause solide devant les tribunaux du Belize. En juin 2011, le gouvernement du Belize a adopté une loi expropriant la participation de 70 % de la Société lui conférant le contrôle dans l'entreprise de services publics. Au 31 décembre 2012, la valeur comptable de la participation expropriée était de 104 millions \$.

La contribution au bénéfice des activités non réglementées de Fortis Generation a été de 17 millions \$, comparativement à 18 millions \$ en 2011. La diminution du bénéfice a été surtout attribuable à la baisse générale de la production découlant de précipitations moins fortes et de la mise hors service d'une petite centrale en 2012.

Fortis Properties a dégagé un bénéfice de 22 millions \$ comparativement à 23 millions \$ en 2011. Les propriétés hôtelières de la société sont touchées par la lente reprise de l'économie qui se poursuit sur le marché de l'Ontario. En octobre 2012, Fortis Properties a fait l'acquisition de l'hôtel de 126 chambres StationPark All Suite Hotel, situé à London, en Ontario, pour un prix d'environ 13 millions \$, y compris la dette prise en charge.

Les charges du secteur Siège social et autres se sont établies à 88 millions \$, comparativement à 61 millions \$ en 2011. Compte non tenu des charges liées à l'acquisition de CH Energy Group, engagées en grande partie au premier semestre de 2012, et des frais versés à Fortis en juillet 2011 à la suite de la résiliation de l'accord de fusion, les charges du secteur Siège social et autres ont été de 8,5 millions \$ plus élevées qu'à l'exercice précédent. L'augmentation est liée principalement à l'écart de conversion, à certaines charges d'exploitation non récurrentes en 2012 et à des recouvrements d'impôts sur les bénéfices moins élevés selon le taux d'imposition effectif, contrebalancés en partie par une diminution des frais financiers.

Rapport aux actionnaires

Fortis est l'une des sociétés de portefeuille de services publics les mieux cotées en Amérique du Nord, Standard & Poor's attribuant à sa dette la note A-, et DBRS, la note A (bas), qui demeurent inchangées par rapport à 2011. Les notes de crédit ont été confirmées en 2012, reflétant plusieurs facteurs, notamment la composition diversifiée des actifs de services publics de la Société, ainsi que ses plans de financement relativement à l'acquisition proposée de CH Energy Group et l'achèvement prévu de l'Expansion Waneta selon l'échéancier et le budget prévus.

Fortis a consolidé des facilités de crédit d'environ 2,5 milliards \$, dont 2,1 milliards \$ étaient inutilisés au 31 décembre 2012. Une tranche d'environ 2,3 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance de 2013 à 2017. 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. Au 31 décembre 2012, les remboursements de la dette à long terme et les échéances de la Société devraient se chiffrer à environ 273 millions \$ par année en moyenne au cours des cinq prochains exercices.

Des notes de solvabilité de première qualité, plusieurs facilités de crédit et de courtes échéances de dette procurent une souplesse quant au moment approprié pour mobiliser des capitaux sur les marchés des titres d'emprunt et des capitaux propres. Fortis a tiré un produit brut d'environ 601 millions \$ à l'émission de 18,5 millions de reçus de souscription au prix unitaire de 32,50 \$ en juin 2012, devant servir au financement d'une partie du prix d'acquisition de CH Energy Group. Le produit est détenu par un dépositaire légal en attendant que les conditions de clôture contenues dans le contrat d'acquisition de CH Energy Group, y compris l'obtention des approbations réglementaires, soient remplies. Chaque reçu de souscription donnera à son détenteur, s'il satisfait aux conditions de clôture, le droit de recevoir une action ordinaire de Fortis. En novembre 2012, la Société a émis des actions privilégiées à 4,75 % d'un montant en capital de 200 millions \$, dont le produit servira à rembourser les emprunts faits sur la facilité de crédit confirmée de la Société, et, en octobre 2012, FortisAlberta a mobilisé 125 millions \$ au moyen d'une émission de débetures non garanties à 3,98 %, 40 ans, qui servira en grande partie à soutenir son programme d'investissement.

Grâce à l'acquisition de CH Energy Group, la base tarifaire réglementée de mi-exercice de la Société s'accroîtra, pour atteindre environ 10 milliards \$. Fortis accroîtra la diversification de ses actifs réglementés et de son bénéfice par emplacement géographique et territoire de réglementation, ce qui aidera à réduire les risques.

CH Energy Group continuera d'exercer ses activités avec beaucoup d'autonomie en tant qu'entreprise de services publics de Fortis, et son siège social et son équipe de direction resteront à Poughkeepsie, dans l'État de New York. Nous sommes impatients d'accueillir les employés de CH Energy Group au sein du groupe Fortis. L'ajout de cette entreprise de services publics américaine bien gérée et sa feuille de route éloquentes sur le plan de la qualité du service contribueront à améliorer la position de chef de file de Fortis dans le secteur des services publics en Amérique du Nord.

Nous aimerions dire un grand merci et exprimer notre reconnaissance à nos employés, 7 200 environ, qui, par leur dévouement au travail et leur engagement envers la clientèle, sont à la base du succès de notre organisation. Nous saluons également le travail de surveillance et de soutien assuré par notre conseil d'administration.

Fortis est en bonne position pour poursuivre sa croissance en 2013 et par la suite. Notre programme d'investissement de 1,3 milliard \$ pour 2013 va bon train. Les dépenses en immobilisations favoriseront la croissance continue du bénéfice et des dividendes, et seront en grande partie financées par les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et la dette à long terme au niveau des entreprises de services publics réglementés.

Au cours de la période de cinq ans s'échelonnant de 2013 jusqu'en 2017, le programme d'investissement de la Société, y compris les dépenses de Central Hudson, devrait totaliser environ 6 milliards \$. Les dépenses en immobilisations au cours de cette période devraient faire augmenter la base tarifaire des services publics et les investissements dans la production hydroélectrique, pour atteindre un taux de croissance annuel composé combiné d'approximativement 6 %.

Au nom du conseil d'administration,

Le président du conseil,
Fortis Inc.

Le président-directeur général,
Fortis Inc.



David G. Norris



H. Stanley Marshall

Rapport de gestion

TABLE DES MATIÈRES

Énoncés prospectifs	7	Nature de la réglementation	31
Aperçu de la Société	9	Principales décisions et demandes réglementaires	32
Vision et stratégie de la Société	12	Situation financière consolidée.....	37
Tendances, occasions et risques principaux	12	Situation de trésorerie et sources de financement	
Éléments importants	16	Sommaire des flux de trésorerie consolidés	38
Sommaire des faits saillants financiers.....	18	Obligations contractuelles	41
Résultats d'exploitation consolidés	20	Structure du capital.....	44
Résultats d'exploitation sectoriels.....	22	Notes de crédit	44
Entreprises de services publics réglementés.....	22	Programme d'investissement.....	44
Entreprises de services publics réglementés de gaz		Besoins en flux de trésorerie	47
au Canada	22	Facilités de crédit	48
Sociétés FortisBC Energy	22	Arrangements hors bilan.....	49
Entreprises de services publics réglementés d'électricité		Gestion des risques d'affaires	49
au Canada	23	Nouvelles normes et méthodes comptables	66
FortisAlberta	23	Prises de position comptables futures	67
FortisBC Electric	24	Instruments financiers.....	67
Newfoundland Power	25	Estimations comptables critiques.....	68
Autres entreprises de services publics réglementés		Principales informations financières annuelles	74
d'électricité au Canada.....	26	Résultats du quatrième trimestre	76
Entreprises de services publics d'électricité		Sommaire des résultats trimestriels	78
dans les Caraïbes	27	Évaluation par la direction des contrôles et procédures	
Activités non réglementées		de communication de l'information et des contrôles	
Activités non réglementées – Fortis Generation.....	28	internes à l'égard de l'information financière	80
Activités non réglementées – Fortis Properties.....	29	Perspectives	80
Siège social et autres	30	Données sur les actions en circulation.....	81
Faits saillants en matière de réglementation.....	31		

Daté du 20 mars 2013

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion de Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société ») a été préparé conformément au Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue. L'information financière pour 2012 et les périodes comparatives figurant dans le présent rapport de gestion a été préparée conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Le rapport de gestion doit être lu conjointement avec les documents suivants : i) les états financiers consolidés audités et les notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, dressés selon les PCGR des États-Unis et inclus dans le rapport annuel de 2012 de la Société; et ii) les états financiers consolidés audités et les notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, dressés selon les PCGR des États-Unis et déposés à titre volontaire sur le Système électronique de données, d'analyse et de recherche (« SEDAR ») par Fortis le 16 mars 2012, qui présentent un rapprochement détaillé entre les états financiers consolidés audités de 2011 de la Société dressés selon les PCGR du Canada et les états financiers consolidés audités de 2011 dressés selon les PCGR des États-Unis.

Fortis inclut dans le rapport de gestion des énoncés prospectifs au sens prévu par les lois sur les valeurs mobilières applicables au 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 comprennent,



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

sans s'y limiter, des énoncés sur : la principale activité de Fortis, qui demeure la propriété et l'exploitation d'entreprises de services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité; l'intérêt que porte la Société aux États-Unis comme lieu visé en priorité pour l'acquisition d'entreprises de services publics réglementés; la recherche d'occasions de croissance dans les activités non réglementées de la Société afin de soutenir la stratégie de croissance de ses entreprises de services publics réglementés; les dépenses en immobilisations prévues dans le secteur de l'électricité au Canada au cours de la période de 20 ans allant de 2010 à 2030 pour maintenir la fiabilité du réseau; le calendrier prévu de la conclusion de l'acquisition de CH Energy Group, Inc. (« CH Energy Group ») par Fortis et la prévision que l'acquisition contribuera au résultat par action ordinaire de Fortis pour le premier exercice complet de propriété par la Société, à l'exclusion des charges liées à l'acquisition; la base tarifaire réglementée de mi-exercice prévue de la Société en 2013 à la suite de la conclusion de l'acquisition de CH Energy Group; la base tarifaire de mi-exercice de 2013 prévue pour les quatre grandes entreprises de services publics réglementés de la Société et pour Central Hudson Gas & Electric Corporation (« Central Hudson »); les dépenses en immobilisations brutes prévues consolidées de la Société pour 2013 et le total sur la période de cinq ans allant de 2013 à 2017 et les dépenses en immobilisations annuelles moyennes pour Central Hudson au cours de la même période; le taux de croissance annuel composé combiné prévu de la base tarifaire des entreprises de services publics et des investissements dans la production hydroélectrique au cours des cinq prochaines années; la prévision que la charge et la base tarifaire de FortisAlberta profiteront de l'incidence positive d'une croissance économique soutenue en Alberta; la possibilité que diverses occasions d'investissement dans la distribution de gaz naturel et d'électricité s'offrent à la Société; l'incidence favorable prévue sur le bénéfice de la Société dans des périodes ultérieures de l'adoption finale des modifications législatives à l'impôt en vertu de la partie VI.1; la nature, le calendrier et le montant de certains projets d'investissement et leurs coûts prévus ainsi que leur délai de réalisation; la prévision que l'important programme d'investissement de la Société favorisera la croissance continue du bénéfice et des dividendes; l'absence de garantie que les dépenses en immobilisations perçues comme requises ou effectuées par les entreprises de services publics réglementés de la Société seront approuvées ou que des conditions à de telles approbations ne seront pas imposées; l'hypothèse que les entreprises de services publics réglementés de la Société pourraient subir des perturbations et des hausses de coûts si elles ne pouvaient entretenir leurs actifs; la prévision que les liquidités requises pour terminer les programmes d'investissement des filiales proviendront d'une combinaison de flux de trésorerie d'exploitation, d'emprunts sur les facilités de crédit, d'injections de capitaux propres par Fortis et d'émissions de titres de créance à long terme; la prévision que les filiales de la Société parviendront à trouver les liquidités requises pour financer leur programme respectif de dépenses en immobilisations de 2013; les échéances et les remboursements de la dette à long terme consolidée prévus en 2013 et en moyenne annuellement au cours des cinq prochains exercices; la prévision que la Société et ses filiales continueront de bénéficier d'un accès à coût raisonnable à des capitaux à court et à moyen terme; la prévision que la combinaison des facilités de crédit disponibles et les montants relativement faibles d'échéances et de remboursements sur la dette apporteront à la Société et à ses filiales la souplesse voulue pour choisir le moment des appels aux marchés financiers; à l'exception de certaines dettes d'Exploits River Hydro Partnership (la « société Exploits »), la prévision que la Société et ses filiales continueront à respecter les clauses restrictives de leur dette au cours de 2013; la prévision que toute hausse des intérêts débiteurs ou des frais associés aux facilités de crédit renouvelées ou prorogées n'aura pas d'incidence importante sur les résultats financiers consolidés de la Société pour 2013; l'incidence prévue sur le bénéfice de 2013 de chacune des sociétés FortisBC Energy, FortisAlberta, FortisBC Electric et Newfoundland Power des variations du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actions ordinaires (« RCP ») autorisé et de la composante capitaux propres de la structure du capital totale; 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 de base annuel par action ordinaire; aucun déclassement important des notes de crédit 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 2013; la prévision que les contreparties aux contrats de dérivés sur gaz naturel des sociétés FortisBC Energy continueront de respecter leurs obligations; et la prévision que le coût net consolidé des régimes de retraite à prestations déterminées pour 2013 sera comparable à celui de 2012 et l'absence de garantie que les actifs des régimes de retraite réaliseront les taux de rendement à long terme présumés dans l'avenir.

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, sans qu'aucune décision réglementaire défavorable importante ne soit reçue, et une stabilité prévue de la réglementation; FortisAlberta continue de recouvrer le coût du service et de réaliser son RCP autorisé en vertu de la tarification axée sur le rendement (« TAR »), laquelle est entrée en vigueur pour une période de cinq ans commençant le 1^{er} janvier 2013; la réception de l'autorisation réglementaire de la New York State Public Service Commission d'un accord de règlement, tel que déposé, relativement à l'acquisition de CH Energy Group; la clôture de l'acquisition de CH Energy Group avant l'échéance du 30 juin 2013 des reçus de souscription; l'absence de volatilité importante des taux d'intérêt; l'absence de perturbation de service importante 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 d'autres événements majeurs; la capacité continue de la Société à entretenir ses réseaux de gaz et d'électricité afin d'assurer leur rendement continu; l'absence de repli important et prolongé de la conjoncture économique; l'absence de baisse marquée des dépenses en immobilisations; l'absence 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 prévision que la Société recevra 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 prévision que Belize Electric Company Limited ne sera pas expropriée par le gouvernement du Belize; la prévision que la Société recevra 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 aux fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix du gaz naturel et des combustibles; l'absence de défaut important de la part de contreparties; la compétitivité maintenue des prix du gaz naturel par rapport à ceux de l'électricité et d'autres sources d'énergie de remplacement; l'approvisionnement continu en gaz naturel, en combustible et en électricité; le maintien des contrats d'achat d'approvisionnement en électricité et 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 de recouvrer le coût net des régimes de retraite dans les tarifs imposés à la clientèle; l'absence de modifications importantes des plans énergétiques gouvernementaux et des lois environnementales qui pourraient avoir une incidence négative importante sur les activités et les flux de trésorerie de la Société et de ses filiales; l'absence de modifications importantes des politiques et orientations des gouvernements qui pourraient avoir une incidence négative importante sur la Société et 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 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; l'entretien continu de l'infrastructure de technologies de l'information; le maintien de relations favorables avec les Premières nations; des relations de travail favorables; et des ressources humaines suffisantes pour assurer le service et exécuter le programme d'investissement.

Rapport de gestion

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 de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats ou événements s'écartent des prévisions actuelles sont décrits à la rubrique « Gestion des risques d'affaires » du présent rapport de gestion et dans les documents d'information continue déposés de temps à autre auprès des organismes de réglementation canadiens en valeurs mobilières. Les principaux facteurs de risque pour 2013 comprennent, sans s'y restreindre : l'incertitude de l'incidence du maintien d'un environnement de faibles taux d'intérêt sur le RCP autorisé pour chacune des quatre principales entreprises de services publics réglementés au Canada de la Société; l'incertitude concernant le traitement de certaines dépenses en immobilisations de FortisAlberta selon le mécanisme de TAR nouvellement mis en place; les risques associés à la capacité de conclure l'acquisition de CH Energy Group, au moment de la conclusion de l'acquisition et à la réalisation des avantages anticipés de l'acquisition; les risques associés au montant du dédommagement qui sera versé à Fortis pour son investissement dans Belize Electricity, qui a été exproprié par le gouvernement du Belize; et le délai de réception du dédommagement et la capacité du gouvernement du Belize de verser le dédommagement à Fortis.

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.

APERÇU DE LA SOCIÉTÉ

Fortis, la plus importante société ouverte de services publics de distribution du Canada, sert plus de deux millions de consommateurs de gaz et d'électricité. Les sociétés réglementées qu'elle détient comprennent des entreprises de services publics d'électricité dans cinq provinces canadiennes et deux 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 réglementés, surtout des installations hydroélectriques, un peu partout au Canada, ainsi qu'au Belize et dans le nord-ouest 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 2012, les réseaux de distribution d'électricité de la Société ont répondu à une demande de pointe combinée de 5 244 mégawatts (« MW »), et ses réseaux de distribution de gaz naturel ont répondu à une demande quotidienne de pointe de 1 336 térajoules.

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. De manière générale, 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 un recouvrement raisonnable par l'entreprise de services publics, en temps opportun, des coûts de fourniture estimatifs du service, 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 »). La capacité d'une entreprise de services publics réglementés de recouvrer de manière prudente les coûts engagés dans la prestation du service et de réaliser le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actions ordinaires (« RCP ») 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 le 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 la composition de la clientèle; 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; et vi) les écarts temporaires, au cours d'une période de présentation de l'information financière annuelle, entre le moment où les charges réelles sont engagées et celui où elles sont recouvrées auprès de la clientèle à même les tarifs. 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 leurs organismes de réglementation respectifs à transférer à la clientèle, sans majoration, le coût du gaz naturel, du combustible ou de l'électricité acheté dans les tarifs de base facturés à la clientèle ou d'utiliser des mécanismes de stabilisation tarifaire et autres mécanismes.

Lorsque des mécanismes de tarification axée sur le rendement (« TAR ») sont utilisés pour déterminer les besoins en revenus annuels et les tarifs imposés à la clientèle qui en découlent, une formule est habituellement appliquée pour tenir compte de l'inflation et des améliorations présumées apportées à la productivité. L'utilisation de mécanismes de TAR doit permettre à une entreprise de services publics de recouvrer, selon une possibilité raisonnable, le coût prudent du service et de réaliser son RCP autorisé.

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 réglementés d'une part, et dans des locaux pour bureaux d'affaires et commerces de détail et des hôtels d'autre part, deux secteurs d'activité traités distinctement. Les actifs de production non réglementés de la Société ont une capacité de production combinée de 139 MW, provenant surtout de source hydroélectrique. Les investissements de la Société dans des actifs non réglementés procurent une flexibilité sur les plans financier, fiscal et réglementaire, et améliorent le rendement pour les actionnaires. Les bénéfices provenant des investissements non réglementés servent à compenser les charges du siège social dont une grande partie se compose d'intérêts débiteurs associés à la dette contractée pour financer une partie des primes versées à l'acquisition d'entreprises de services publics réglementés.

Les secteurs d'activité de la Société sont : i) les entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada; ii) les entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada; iii) les entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes; iv) les activités non réglementées de Fortis Generation; v) les activités non réglementées de 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 entité au sein des secteurs isolables 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 : Comprennent les sociétés FortisBC Energy Inc. (« FEI »), FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc. (« FEVI ») et FortisBC Energy (Whistler) Inc. (« FEWI »).

FEI est la plus importante société de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique et sert environ 841 000 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 jusqu'à l'île de Vancouver, en passant par le détroit de Georgia, en plus d'approvisionner quelque 101 000 clients sur l'île de Vancouver et le long de la Sunshine Coast en Colombie-Britannique.

FEWI possède et exploite le réseau de distribution de gaz naturel dans la Municipalité touristique de Whistler, en Colombie-Britannique, qui approvisionne environ 3 000 clients.

En plus de fournir des services de transport et de distribution à leur clientèle, les sociétés FortisBC Energy achètent du gaz naturel pour revendre 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, qui sert quelque 508 000 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., société de services publics d'électricité intégrée œuvrant dans la région intérieure sud de la Colombie-Britannique qui sert directement et indirectement environ 163 000 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 société de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de la partie insulaire de Terre-Neuve-et-Labrador, et sert plus de 251 000 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 :* Englobent 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. »), et sert quelque 76 000 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 quelque 64 000 clients de Fort Erie, de Cornwall, de Gananoque, de Port Colborne et du district d'Algoma en Ontario. FortisOntario exploite la Compagnie canadienne d'énergie Niagara Inc. (« Énergie Niagara »), Cornwall Street Railway, Light and Power Company, Limited (« Cornwall Electric ») et Algoma Power Inc. (« Algoma Power »). FortisOntario possède également des participations de 10 % dans Westario Power Inc., Rideau St. Lawrence Holdings Inc. et Grimsby Power Inc., trois sociétés régionales de distribution d'électricité servant environ 38 000 clients.

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, et compte quelque 27 000 clients. La société possède une capacité de production au diesel installée de 150 MW. Fortis détient une participation lui conférant le contrôle d'environ 60 % (60 % au 31 décembre 2011) dans Caribbean Utilities. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (« TSX ») (TSX : CUP.U).
- b) *Fortis Turks and Caicos :* Composée de FortisTCI Limited (« FortisTCI »), Atlantic Equipment & Power (Turks and Caicos) Ltd. (« Atlantic ») et Turks and Caicos Utilities Limited (« TCU »), acquise en août 2012, (collectivement « Fortis Turks and Caicos »). Chacune des entreprises de services publics de Fortis Turks and Caicos est une société de services publics d'électricité intégrée, et, ensemble, elles servent environ 12 000 clients et ont une capacité de production au diesel de 76 MW. Fortis Turks and Caicos fournit de l'électricité sur les îles Providenciales, North Caicos et Middle Caicos par l'intermédiaire de FortisTCI, de même que sur l'île South Caicos par l'intermédiaire d'Atlantic. Fortis Turks and Caicos fournit également de l'électricité sur Grand Turk et sur Salt Cay par l'entremise de TCU.

- 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 conférerait le contrôle d'environ 70 % dans Belize Electricity. Le 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 en date du 20 juin 2011. Pour plus de renseignements, voir les rubriques intitulées « Tendances, occasions et risques principaux – Actifs expropriés » et « Gestion des risques d'affaires – Expropriation relative à une participation dans Belize Electricity » 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* : Les actifs sont constitués des centrales hydroélectriques Mollejon, de 25 MW, Chalillo, de 7 MW, et 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 au 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 actifs sont constitués de six petites centrales hydroélectriques dans l'est de l'Ontario, d'une puissance combinée de 8 MW, et d'une centrale de cogénération alimentée au gaz de 5 MW à Cornwall. À compter du 1^{er} juillet 2012, le droit de propriété relatif aux centrales hydroélectriques dans l'est de l'Ontario a été transféré de Fortis Properties à Fortis Generation East LLP, société en commandite détenue directement par Fortis.
- 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 restante de 49 %. La production des centrales hydroélectriques est vendue à Newfoundland and Labrador Hydro Corporation (« Newfoundland Hydro ») en vertu d'un contrat d'achat d'électricité (« CAE ») de 30 ans échéant 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, se reporter à la rubrique « Tendances, occasions et risques principaux – Actifs expropriés » du présent rapport de gestion.
- d) *Colombie-Britannique* : Les actifs 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 qui viendra à échéance au quatrième trimestre de 2013. Les activités de production non réglementées en Colombie-Britannique comprennent également la participation conférant le contrôle 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-ouest de l'État de New York* : Les actifs sont composés de quatre centrales hydroélectriques d'une puissance combinée d'environ 23 MW, situées dans le nord-ouest de l'État de New York, exploitées sous licence de la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »). Dans le nord-ouest 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 23 hôtels, qui comprennent en tout plus de 4 400 chambres, dans huit provinces canadiennes. Fortis Properties possède et exploite également environ 2,7 millions de pieds carrés de locaux pour bureaux d'affaires et 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, de même que les activités qui se trouvent sous le seuil requis pour être présentées en tant que secteur distinct.

Ce secteur comprend des frais financiers, notamment les intérêts sur la dette contractée directement par Fortis et FortisBC Holdings Inc. (« FHI »); les dividendes sur les actions privilégiées; d'autres dépenses du siège social, incluant les coûts d'exploitation non sectoriels de Fortis et de FHI, déduction faite des recouvrements auprès des filiales; les intérêts créditeurs et produits divers; et les impôts sur les bénéfices du secteur.

Ce secteur inclut aussi les résultats financiers de la société en commandite CustomerWorks Limited Partnership (« CWLP ») et de FortisBC Alternative Energy Services Inc. (« FAES »). CWLP est une entreprise de services partagés non réglementée dans laquelle FHI détient une participation de 30 %. CWLP 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 ont été comptabilisés à la valeur de consolidation. FAES est une filiale en propriété exclusive de FHI qui propose des solutions d'énergies renouvelables, y compris des systèmes d'énergie thermique et de géo-échange.

VISION ET STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

La principale activité de Fortis est et restera la propriété et l'exploitation d'entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité, et la Société poursuit sa vision d'être le leader mondial dans les secteurs des services publics réglementés où elle exerce ses activités et le premier fournisseur de service dans ses territoires 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 la principale mesure du rendement. Au cours de la période de dix exercices se terminant le 31 décembre 2012, le résultat par action ordinaire de Fortis s'est accru à un taux annuel composé de 5,5 %. Au cours des dix derniers exercices, Fortis a dégagé pour ses actionnaires un rendement total annualisé d'environ 14 %, 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 9 % au cours de la même période.

L'expansion rentable continue des activités existantes demeure la priorité de la Société. Fortis est également ouverte aux possibilités d'acquérir d'autres entreprises de services publics réglementés aux États-Unis et au Canada. La Société ciblera surtout des entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité aux États-Unis étant donné que les occasions d'acquisition de ce type d'entreprises sont limitées au Canada. Le marché américain offre beaucoup plus de possibilités d'acquisition. Des acquisitions d'entreprises de services publics aux États-Unis permettront de diversifier les actifs réglementés, les bénéfiques et les flux de trésorerie de Fortis par territoire géographique, réduisant ainsi davantage les risques d'affaires associés aux activités réglementées de la Société, et établiront une base plus large propice à la croissance continue du bénéfice de la Société.

L'acquisition des sociétés FortisBC Energy en mai 2007, qui a presque doublé la taille des actifs de la Société à l'époque, a procuré à Fortis une plateforme pour faire l'acquisition d'entreprises de services publics réglementés de plus grande envergure. Les sociétés FortisBC Energy ont également amélioré le profil de risque, le soutien au crédit et les flux de trésorerie de Fortis en assurant à la Société un portefeuille d'actifs plus diversifié sur le plan économique. L'acquisition proposée de CH Energy Group, Inc. (« CH Energy Group ») présente des caractéristiques semblables, mais dans une moindre mesure compte tenu de sa plus petite taille.

Pour plus de renseignements sur l'acquisition proposée de CH Energy Group, voir les rubriques intitulées « Tendances, occasions et risques principaux – Percée dans le marché des entreprises de services publics réglementés aux États-Unis », « Éléments importants – Acquisition proposée de CH Energy Group » et « Gestion des risques d'affaires – Conclusion de l'acquisition proposée de CH Energy Group » du présent rapport de gestion.

Fortis a établi les assises des investissements dans des actifs non réglementés et internationaux qui lui apportent une souplesse sur les plans financier, fiscal et réglementaire. Fortis recherchera des occasions de développement de ses actifs hydroélectriques, hôteliers et immobiliers non réglementés dans le cadre de la stratégie de croissance de ses entreprises de services publics. Une fois les travaux de construction terminés au printemps 2015, l'Expansion Waneta de 335 MW devrait accroître le bénéfice attribuable aux activités non réglementées de Fortis Generation de 150 % par rapport au niveau de 2012. Fortis Properties a fait l'acquisition de l'hôtel de 126 chambres StationPark All Suite Hotel (« StationPark Hotel ») situé à London, en Ontario, pour 13 millions \$, y compris la dette prise en charge, en octobre 2012, et de l'hôtel offrant des services complets de 159 chambres Hilton Suites Winnipeg Airport (« Hilton Suites Hotel ») pour environ 25 millions \$ en octobre 2011.

TENDANCES, OCCASIONS ET RISQUES PRINCIPAUX

Tendances générales pour le secteur de l'énergie : Les objectifs traditionnels relatifs à la sécurité, à la fiabilité et à la fourniture du service au coût raisonnable le plus bas possible demeurent au centre des grands enjeux touchant le secteur de l'énergie. Les enjeux nouveaux et plus mondiaux englobent les changements climatiques, les questions nationales touchant la sécurité, le développement de ressources de gaz naturel accrues comme source d'approvisionnement en énergie, l'exploitation accrue de sources d'énergie renouvelable, ainsi que le désir grandissant des clients de mieux contrôler leur consommation d'énergie afin de réduire les coûts et leur empreinte environnementale.

Selon un rapport d'évaluation du marché actuel de l'énergie publié par l'Office national de l'énergie et intitulé *Avenir énergétique du Canada : offre et demande énergétiques à l'horizon 2035*, l'approvisionnement en énergie au Canada atteindra des niveaux records d'ici 2030, en raison de l'émergence de méthodes de production non classiques, y compris le recours à la fracturation hydraulique en plusieurs étapes dans les gisements de pétrole de réservoir étanche. Bien que l'énergie produite à partir de combustibles fossiles demeure la principale source d'approvisionnement, divers programmes et politiques devraient favoriser l'accroissement des parts de marché occupées par les technologies et combustibles émergents. On prévoit que la croissance de la demande énergétique dans les secteurs commercial et du transport ralentira considérablement par rapport aux taux de croissance historiques, ce qui devrait être compensé par la croissance de la demande dans le secteur industriel, dominé par le secteur du pétrole et du gaz. Au cours des 20 prochaines années, le Canada devra investir 350 milliards \$ dans son infrastructure d'électricité pour assurer la fiabilité du réseau. Les deux tiers des sommes investies serviront au remplacement ou au renouvellement des actifs de production vieillissants, à l'ajout de capacité de production renouvelable et à la gestion de la croissance du marché. Le reste sera investi dans le réseau de transport, l'expansion du réseau de distribution et le maintien de la qualité du service.

Percée dans le marché des entreprises de services publics réglementés aux États-Unis : Fortis concentre actuellement son action sur la conclusion de la transaction avec CH Energy Group, qui devrait se faire au deuxième trimestre de 2013. 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 (« Central Hudson »), fournit des services publics réglementés de transport et de distribution d'énergie à approximativement 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.

L'acquisition imminente de CH Energy Group établit une plateforme à partir de laquelle Fortis pourra accroître ses actifs de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis et est attrayante pour les raisons suivantes : i) l'acquisition devrait contribuer au résultat par action ordinaire de Fortis pour le premier exercice complet de propriété par la Société, à l'exclusion des charges liées à l'acquisition; ii) CH Energy Group a un solide bilan et Central Hudson a une note de solvabilité de première qualité; iii) Central Hudson, qui est présente dans un seul État, exploite un réseau de distribution de gaz et d'électricité bien entretenu servant une clientèle diversifiée principalement résidentielle et commerciale; iv) comme c'est le cas des entreprises de services de distribution d'électricité de Fortis, Central Hudson exerce ses activités principalement en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service, a dégagé des rendements stables, est autorisée à recouvrer dans les délais impartis les coûts liés à l'approvisionnement en électricité et en gaz naturel, au transport et aux programmes d'investissement, y compris les mécanismes permettant le plein recouvrement de ces coûts, bénéficie de dispositions de report des coûts des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite et des coûts de remise en état des sites d'usines à gaz manufacturé, et a des mécanismes de découplage des revenus; v) les investissements continus de Central Hudson dans ses entreprises de distribution d'électricité et de gaz devraient favoriser la croissance de la base tarifaire; et vi) l'acquisition accroît la diversification des actifs réglementés et du bénéfice de la Société par région géographique et territoire de réglementation.

Réglementation : Le principal risque commercial de la Société est lié à la réglementation. Chacune des entreprises de services publics de la Société est régie par l'organisme de réglementation du territoire où elle mène ses activités. Au total, les entreprises de services publics de la Société exercent leurs activités dans des territoires relevant de sept organismes de réglementation différents. 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 ces dernières années, à l'exception de la décision réglementaire relative aux tarifs rendue en juin 2008 à l'endroit de Belize Electricity. Cette décision a culminé sur l'expropriation de l'investissement de la Société dans Belize Electricity par le gouvernement du Belize en juin 2011. Au 31 décembre 2012, la valeur comptable de l'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity était de 104 millions \$, soit moins de 1 % du total de l'actif de Fortis.

L'engagement pris par les entreprises de services publics de la Société de fournir un service sûr et fiable, d'avoir des clients satisfaits et de viser l'excellence opérationnelle, et de promouvoir des relations positives avec la clientèle et les organismes de réglementation est capital pour maintenir des rapports favorables avec les organismes de réglementation, obtenir le plein recouvrement des coûts et dégager des rendements concurrentiels pour les actionnaires de la Société.

Un changement réglementaire majeur pour la Société est le passage à la TAR en Alberta pour une durée de cinq ans à compter du 1^{er} janvier 2013, qui est le changement le plus important dans le contexte d'exploitation pour les entreprises de distribution de l'Alberta depuis la déréglementation. Le passage à l'utilisation d'une formule en vertu du mécanisme de TAR pour établir les tarifs facturés à la clientèle soulève des préoccupations et de l'incertitude pour FortisAlberta en ce qui concerne la manière dont la TAR sera appliquée dans la pratique, y compris la manière dont certaines dépenses en immobilisations seront recouvrées en dehors du mécanisme de TAR.

La réponse du gouvernement de l'Î.-P.-É. aux recommandations de la Commission de l'énergie de l'Î.-P.-É. (la « Commission de l'Î.-P.-É. »), publiées en janvier 2013 dans le rapport final faisant suite au document *Charting our Electricity Future*, pourrait réduire les droits de propriété de Maritime Electric dans les actifs de production et la base tarifaire connexe, en plus d'avoir une incidence sur la manière dont l'entreprise sera réglementée dans l'avenir.

Pour une analyse approfondie du risque lié à la réglementation et 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 les rubriques « Gestion des risques d'affaires – Risque lié à la réglementation » et « Faits saillants en matière de réglementation » du présent rapport de gestion.

Taux de rendement des capitaux propres en actions ordinaires autorisés : Le tableau qui suit présente les RCP autorisés pour chacune des quatre principales entreprises de services publics réglementés au Canada de la Société depuis 2008.

RCP autorisés approuvés par les organismes de réglementation

(%)	2008	2009	2010	2011	2012	2013 ¹⁾
FEI	8,62	8,47/9,50	9,50	9,50	9,50	9,50
FortisAlberta	8,75	9,00	9,00	8,75	8,75	8,75
FortisBC Electric	9,02	8,87	9,90	9,90	9,90	9,90
Newfoundland Power	8,95	8,95	9,00	8,38	8,80	8,80

¹⁾ Provisoire et susceptible de changer en fonction de l'issue en 2013 des procédures relatives au coût du capital en Colombie-Britannique, en Alberta et à Terre-Neuve.

Les RCP autorisés pour 2013 pour les sociétés FortisBC Energy, FortisAlberta, FortisBC Electric et Newfoundland Power sont provisoires et peuvent changer en fonction de l'issue en 2013 des procédures relatives au coût du capital en Colombie-Britannique, en Alberta et à Terre-Neuve. Il règne une incertitude quant à savoir si les mécanismes de rajustement automatique du RCP seront rétablis et quels seront au final les RCP autorisés et les structures du capital. À l'heure actuelle, les quatre principales entreprises de services publics réglementés au Canada n'utilisent pas de mécanisme de rajustement automatique pour établir les RCP autorisés sur une base annuelle. Il règne aussi une incertitude quant à la durée du contexte actuel de bas taux d'intérêt et à l'incidence que cela pourrait avoir sur les RCP autorisés des entreprises de services publics réglementés de la Société.

Programme d'investissement et croissance de la base tarifaire : Grâce à l'acquisition de CH Energy Group, la base tarifaire de mi-exercice réglementée de la Société s'accroîtra pour atteindre environ 10 milliards \$. Au cours de la période de cinq ans s'échelonnant de 2013 à 2017, le programme d'investissement consolidé de la Société, y compris les dépenses de Central Hudson, devrait totaliser environ 6 milliards \$. Le programme d'investissement de Central Hudson devrait dépasser en moyenne 125 millions \$ annuellement au cours des cinq prochaines années. Les dépenses en immobilisations devraient favoriser l'accroissement de la base tarifaire de mi-exercice réglementée consolidée de la Société, y compris l'investissement supplémentaire dans la base tarifaire par Central Hudson et l'investissement dans la centrale non réglementée Expansion Waneta, à un taux de croissance annuel composé combiné d'environ 6 % jusqu'en 2017.

Pour en savoir plus sur le programme d'investissement consolidé de la Société et sur la base tarifaire des quatre principales entreprises de services publics réglementés au Canada de la Société, voir la rubrique intitulée « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

Sources de gaz naturel : Grâce à la mise au point de nouvelles techniques d'exploration et de forage, la quantité de gaz naturel accessible en Colombie-Britannique a augmenté ces dernières années.

Traditionnellement, la majeure partie de la production de gaz naturel dans le nord de la Colombie-Britannique était acheminée vers les marchés de la province et de la côte nord-ouest du Pacifique par le gazoduc Westcoast (Spectra). Toutefois, pour réaliser le plein potentiel des gisements de gaz de schiste de la Colombie-Britannique, il faudra développer de la capacité additionnelle pour accéder aux marchés. FortisBC explore actuellement des scénarios d'investissement dans des gazoducs qui comprendraient l'expansion de son actuel réseau de distribution pour alimenter en gaz naturel d'éventuelles installations d'exportation de gaz naturel liquéfié (« GNL »), ainsi que l'ajout de capacité sur son pipeline Southern Crossing.

Les abondantes sources de gaz naturel en présence, conjuguées à une meilleure situation économique et à des politiques gouvernementales plus positives, pourraient favoriser la réalisation de projets de développement industriel reposant sur l'utilisation du gaz naturel sur la côte de la Colombie-Britannique à moyen ou à long terme. Il pourrait aussi y avoir des possibilités d'utiliser du gaz pour la production d'électricité. La stratégie de mise en valeur du gaz naturel annoncée en 2012 par le gouvernement de la Colombie-Britannique appuie les démarches entreprises pour l'exportation de gaz naturel par l'aménagement d'installations d'exportation de GNL à Kitimat et Prince Rupert, en Colombie-Britannique, ce qui devrait susciter des investissements importants dans des installations de production et de transport.

Le nouveau règlement en vertu du *Clean Energy Act* adopté récemment en Colombie-Britannique permettra à FortisBC de promouvoir l'utilisation du gaz naturel comme carburant dans le secteur du transport par véhicule, dont l'avantage est de produire moins d'émissions de gaz à effet de serre (« GES »). Les avantages économiques de l'utilisation du gaz naturel dans des applications liées au transport par véhicule comprennent des économies de coûts pour les clients, des contributions à l'économie provinciale, des recettes fiscales accrues et une baisse des coûts pour les services publics, les écoles et le transport en commun amenées par les économies sur le coût du carburant.

Économies de l'Ouest canadien : Une grande proportion des entreprises de Fortis servent les économies de l'Ouest canadien, où la croissance économique est, de façon générale, plus vigoureuse que partout ailleurs au pays. Au 31 décembre 2012, les actifs de services publics réglementés représentaient 90 % du total de l'actif (91 % au 31 décembre 2011), et les actifs de services publics réglementés dans l'Ouest canadien représentaient 77 % de l'ensemble des actifs réglementés (78 % au 31 décembre 2011). FortisAlberta est l'entreprise de services publics de la Société qui connaît la croissance la plus rapide au Canada. Depuis l'acquisition de FortisAlberta en mai 2004, la base tarifaire de l'entreprise a augmenté de 228 %. L'économie de l'Alberta devrait demeurer robuste grâce à la vigueur soutenue du secteur des ressources, pour ce qui est notamment de l'extraction du pétrole brut. FortisAlberta dessert certaines des régions du Canada où la croissance est la plus rapide, une grande partie de la croissance de l'entreprise étant liée à des projets de mise en valeur des sables et des schistes bitumineux et aux projets résidentiels et commerciaux qui s'y rattachent, principalement dans les collectivités à proximité de Calgary et d'Edmonton. On prévoit que cette croissance économique soutenue aura une incidence positive sur la charge et la base tarifaire de FortisAlberta.

Occasions d'investissement dans le transport d'électricité : L'Alberta Electric System Operator (« AESO ») a été enjoint de concevoir un processus d'appels d'offres concurrentiel qui pourrait servir en vue de la construction et de l'exploitation de certaines grandes installations de transport d'électricité en Alberta. L'AESO a recommandé, comme processus concurrentiel, un modèle « propriétaire unique » qui ferait en sorte que le soumissionnaire choisi pourrait construire, posséder et exploiter les installations. Une occasion pourrait s'offrir à Fortis d'investir dans le projet de renforcement de la ligne de transport Edmonton-Fort McMurray dont le coût est estimé à 1,6 milliard \$. On estime que le processus de demandes d'expression d'intérêt et de qualifications se déroulera vers le milieu de 2013.

Les clients du secteur du transport d'électricité en Alberta sont préoccupés par le coût élevé de la connexion au réseau et les délais d'attente subis lorsqu'ils dépendent totalement de l'exploitant titulaire des installations de transport. Réagissant à ces préoccupations, le gouvernement de l'Alberta et l'AESO ont tenu des consultations qui pourraient amener des clients du secteur du transport d'électricité, y compris FortisAlberta, à construire, à posséder et à exploiter leurs propres installations de transport.

Il existe pour FortisOntario des occasions d'investir dans le projet de ligne Est-Ouest, une nouvelle ligne de transport de 230 kilovolts à double circuit de 400 kilomètres reliant Thunder Bay à Wawa, dont le coût est estimé à environ 600 millions \$. FortisOntario a établi un partenariat avec les Premières nations Anishinabek du Lac Huron pour ce projet potentiel et a soumis une demande de désignation auprès de l'organisme de réglementation en janvier 2013. Le nord-ouest de l'Ontario offre aussi des occasions d'investissement dans de nouvelles lignes de transport, y compris le raccordement de collectivités éloignées des Premières nations au réseau de transport et certains projets d'exploitation minière et de production d'énergie renouvelable. On estime à plus de 1 milliard \$ les possibilités de développement de capacité de transport dans cette région, sans tenir compte des contributions de la clientèle. L'objectif de FortisOntario est de continuer à travailler avec les Premières nations en vue de négocier des protocoles d'entente irrévocables assurant l'exclusivité du développement potentiel de la nouvelle infrastructure de transport.

Pour CH Energy Group, il existe d'importantes occasions d'investissement dans des installations de transport sur le réseau de production-transport de l'État de New York. Bien qu'il soit bien entretenu, le réseau de production-transport de l'État de New York est vieux et il faut reconstruire, remettre en état, moderniser et développer l'infrastructure de transport pour pouvoir répondre de manière fiable et rentable aux besoins énergétiques futurs des clients, ce qui comprend les sources d'énergie renouvelable. Les exigences instaurées par les normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables prescrites par l'État de New York augmenteront pour passer de 20 % en 2013 à 30 % en 2015. Des 1 400 MW d'électricité provenant actuellement de sources renouvelables, 1 275 MW sont produits par de grandes installations éoliennes. Le New York Independent System Operator a mené une étude sur les répercussions qu'aurait l'intégration de 3 500 MW à 8 000 MW d'énergie éolienne sur le réseau d'électricité de l'État et a constaté qu'une infrastructure de transport élargie débloquerait l'exploitation de nouvelles ressources éoliennes, augmentant ainsi la capacité de l'État de livrer de l'énergie provenant de sources renouvelables.

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 GES aux changements climatiques, ont d'importantes conséquences pour le secteur de l'énergie. 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 ou le rejet de gaz naturel.

L'incidence des émissions de GES est moindre pour les entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada de la Société puisque leur activité principale est la distribution d'électricité. En ce qui concerne FortisAlberta, ses activités se limitent 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. La centrale Expansion Waneta de 335 MW sera une autre source d'énergie hydroélectrique renouvelable propre lorsqu'elle sera mise en service au printemps 2015. Une petite portion seulement de la production interne des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada provient de combustible diesel. 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 certains 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, étant donné les réalités des changements climatiques et les pressions croissantes exercées par les décideurs et l'opinion publique, on estime que ce sont les sources d'énergie dont la croissance sera la plus rapide dans l'avenir. Toutefois, les sources d'énergie renouvelable 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 pouvoir soutenir les prix des autres combustibles.

Il existe des occasions de développement en Colombie-Britannique dans le secteur des services d'énergie thermique, qu'il s'agisse de systèmes énergétiques de quartier, de systèmes de géo-échange ou de systèmes biénergie (chaleur et électricité). Des demandes ont été déposées auprès de la British Columbia Utilities Commission (« BCUC ») concernant divers projets d'énergie thermique proposés par FAES. Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Gestion des risques d'affaires – Risques environnementaux » du présent rapport de gestion.

Accès à des capitaux et à des 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 nécessaire pour fournir le service aux 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 dont les services sont réglementés. Les entreprises de services publics réglementés émettent des titres de créance habituellement selon des termes allant de 10 à 50 ans. Au 31 décembre 2012, environ 80 % de la dette à long terme consolidée de la Société, 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 en fonds de roulement, la Société et ses filiales disposent de facilités de crédit d'environ 2,5 milliards \$, dont quelque 2,1 milliards \$ étaient inutilisés au 31 décembre 2012. 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 des capitaux à long terme en 2013.

Hausse du dividende : Le dividende par action ordinaire a été porté à 1,20 \$ en 2012. Fortis a haussé son dividende trimestriel par action ordinaire pour le porter à 0,31 \$, à compter du dividende du premier trimestre versé en 2013. La hausse de 3,3 % du dividende trimestriel par action ordinaire donne lieu à un dividende annualisé de 1,24 \$ pour 2013 et porte à 40 années d'affilée le record de la Société quant aux hausses annuelles du dividende par action ordinaire, soit le plus long record pour une société ouverte du Canada. Fortis prévoit que son programme d'investissement dans ses entreprises de services publics favorisera la croissance continue du bénéfice et des dividendes.

Contexte d'exploitation dans les Caraïbes : Les actifs réglementés dans les Caraïbes représentaient 7 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2012 (7 % au 31 décembre 2011). De façon générale, le RAB atteint par les entreprises de services publics d'électricité dans les Caraïbes est plus élevé que celui atteint par les entreprises de services publics d'électricité au Canada. Le rendement plus élevé est corrélé aux risques d'exploitation accrus liés à des facteurs économiques et politiques locaux, ainsi qu'aux conditions climatiques locales, notamment le risque élevé d'ouragans. 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 RAB autorisé de Caribbean Utilities a diminué depuis 2008 compte tenu de la négociation de nouvelles licences par l'entreprise. De plus, le RAB atteint par FortisTCL a été beaucoup moins élevé que celui qui était autorisé en vertu de sa licence du fait de l'incapacité, en raison de facteurs économiques et politiques, d'augmenter les tarifs de base de l'électricité après les investissements importants dans les infrastructures effectués au cours des dernières années.

Actifs expropriés : Le gouvernement du Belize a exproprié la participation de la Société dans les actions ordinaires de Belize Electricity en juin 2011. La Société conteste auprès des tribunaux du Belize la constitutionnalité de l'expropriation. Bien que le gouvernement du Belize ait pris contact avec Fortis, il n'y a pas eu de règlement sur un dédommagement équitable à verser à Fortis pour cette expropriation. Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Gestion des risques d'affaires – Expropriation relative à une participation dans Belize Electricity » 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, société d'État, 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. La valeur comptable de l'investissement net de la Société dans la société Exploits est d'environ 4 millions \$, et ce montant est comptabilisé dans les autres actifs à long terme au bilan consolidé. Des discussions sont en cours entre Fortis Properties et Nalcor Energy relativement aux questions liées à l'expropriation.

ÉLÉMENTS IMPORTANTS

Acquisition proposée de CH Energy Group : En février 2012, Fortis a annoncé avoir conclu une entente portant sur l'acquisition de CH Energy Group pour 65,00 \$ US l'action ordinaire 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. La transaction a reçu l'approbation des actionnaires de CH Energy Group en juin 2012 et l'approbation réglementaire de la FERC et du Committee on Foreign Investment in the United States en juillet 2012. En outre, la période d'attente en vertu de la loi *Hart-Scott-Rodino Antitrust Improvements Act of 1976* a pris fin en octobre 2012, ce qui remplit une autre des exigences applicables à la conclusion de la transaction.

L'approbation de la New York State Public Service Commission (« NYSPSC ») relative à l'acquisition par la Société de CH Energy Group représente le dernier jalon réglementaire important requis pour conclure la transaction. La conclusion de la transaction est maintenant attendue pour le deuxième trimestre de 2013. La transaction devrait contribuer au résultat par action ordinaire de la Société pour le premier exercice complet de propriété de CH Energy Group, à l'exclusion des charges liées à l'acquisition. Un accord de règlement intervenu entre Fortis, CH Energy Group, le personnel de la NYSPSC, les intervenants inscrits et les autres parties a été déposé auprès de la NYSPSC en janvier 2013. Cet accord de règlement prévoit près de 50 millions \$ pour financer différents avantages pour les clients et les collectivités, notamment : i) 35 millions \$ pour couvrir les dépenses qui seraient normalement recouvrées à même les tarifs imposés à la clientèle, par exemple, les frais de remise en état liés aux tempêtes; ii) des économies garanties pour les clients de l'ordre de plus de 9 millions \$ sur cinq ans découlant de l'élimination des coûts engagés par Central Hudson maintenant qu'elle est une société ouverte; et iii) l'établissement d'un fonds de soutien de 5 millions \$ destiné au développement économique et aux programmes d'aide pour les personnes à faible revenu de la région médiane de la vallée de l'Hudson. Un autre avantage prévu pour les clients par l'accord de règlement est un gel des tarifs de livraison d'électricité et de gaz naturel jusqu'au 1^{er} juillet 2014. L'accord de règlement contient aussi des mesures de protection pour les clients, comme la poursuite des activités de Central Hudson en tant qu'entreprise autonome de services publics. Les parties à l'accord de règlement ont conclu que, en vertu des modalités de l'accord, l'acquisition est dans l'intérêt du public, et elles ont recommandé son approbation par la NYSPSC.

En 2012, le bénéfice de la Société a diminué en raison des charges de 7,5 millions \$ après impôts liées à l'acquisition de CH Energy Group, charges qui ont surtout été engagées dans le premier semestre de 2012. En 2013, Fortis prévoit engager des charges liées à l'acquisition additionnelles pour la conclusion de la transaction.

Reçus de souscription : En juin 2012, afin de financer une portion de l'acquisition proposée de CH Energy Group, Fortis a vendu 18,5 millions de reçus de souscription au prix de 32,50 \$ chacun dans le cadre d'une prise ferme à laquelle a souscrit un consortium de preneurs fermes, réalisant ainsi un produit brut d'environ 601 millions \$. Le produit brut provenant de la vente des reçus de souscription est détenu par un dépositaire légal en attendant que soient remplies les conditions de clôture, y compris la réception des approbations réglementaires, qui sont incluses dans l'entente relative à l'acquisition de CH Energy Group (« conditions de versement »). La négociation des reçus de souscription à la Bourse de Toronto a commencé le 27 juin 2012 sous le symbole « FTS.R ».

Chaque reçu de souscription donnera le droit à son détenteur, s'il satisfait aux conditions de versement, à une action ordinaire de Fortis et à un paiement en espèces équivalant aux dividendes déclarés aux porteurs inscrits d'actions ordinaires de Fortis du 27 juin 2012 jusqu'à la date d'émission des actions ordinaires, et ce, sans autre exigence de paiement.

Dans le cas où les conditions de versement ne seraient pas remplies le 30 juin 2013, ou si l'accord ou le plan de fusion relatif à l'acquisition de CH Energy Group est résilié avant cette date, les détenteurs de reçus de souscription auront le droit de recevoir du dépositaire légal un montant équivalant à la valeur totale de leur souscription, majoré de leur quote-part des intérêts gagnés sur ce montant.

Pour plus de renseignements sur l'acquisition proposée et le placement de reçus de souscription connexe, voir la rubrique intitulée « Gestion des risques d'affaires – Conclusion de l'acquisition proposée de CH Energy Group » du présent rapport de gestion.

Réception de décisions réglementaires : En 2012, des décisions réglementaires ont été rendues à l'égard des besoins en revenus des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric pour 2012-2013 et des besoins en revenus de FortisAlberta pour 2012. En septembre 2012, l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») a rendu une décision générale pour la mise en œuvre de sa réglementation relative à la TAR, qui décrit le cadre de TAR qui s'appliquera aux entreprises de services de distribution en Alberta pendant une période de cinq ans, qui a commencé le 1^{er} janvier 2013. Pour plus de renseignements, se reporter aux rubriques « Faits saillants en matière de réglementation » et « Gestion des risques d'affaires – Risque lié à la réglementation » du présent rapport de gestion.

Émission d'actions privilégiées de premier rang : En novembre 2012, Fortis a émis 8 millions d'actions privilégiées de premier rang à 4,75 %, série J, à 25,00 \$ par action pour un produit total d'environ 200 millions \$. Le produit net de 194 millions \$ a été affecté au remboursement des emprunts faits sur la facilité de crédit confirmée de la Société, emprunts qui ont été principalement souscrits pour soutenir la construction de la centrale Expansion Waneta non réglementée, et servir à divers besoins généraux de la Société.

Émission de titres de créance à long terme – FortisAlberta : En octobre 2012, FortisAlberta a émis des débentures non garanties à 3,98 %, 40 ans, d'un capital de 125 millions \$. Le produit net des titres de créance est affecté au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit de la société souscrits pour financer les dépenses en immobilisations, pour financer les dépenses en immobilisations futures et pour servir aux besoins généraux de la société.

Impôt de la partie VI.1 : À l'égard de ses actions privilégiées de premier rang, la Société est assujettie à l'impôt de la partie VI.1 qui est, en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada), associé aux dividendes sur les actions privilégiées de premier rang. Les sociétés assujetties à l'impôt de la partie VI.1 bénéficient d'une déduction équivalente d'impôt de la partie I. Comme il est permis en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada), une société peut attribuer à ses filiales connexes son passif à titre de l'impôt de la partie VI.1 et sa déduction équivalente d'impôt de la partie I. Par le passé, Fortis a attribué ces éléments à Maritime Electric, Newfoundland Power et FortisOntario.

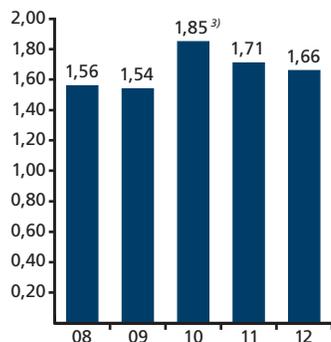
Au moment de la transition aux PCGR des États-Unis, la Société a diminué de 20 millions \$ ses bénéfices non répartis d'ouverture consolidés de 2012 afin de refléter l'incidence des différences entre la loi fiscale en vigueur et celle pratiquement en vigueur utilisée pour calculer les cotisations et paiements antérieurs d'impôt de la partie VI.1 et le recouvrement de l'impôt de la partie I. Cet ajustement était nécessaire parce que les PCGR des États-Unis exigent que les provisions pour impôt soient calculées d'après la loi en vigueur et non selon la loi pratiquement en vigueur. Un certain nombre de modifications législatives de l'impôt de la partie VI.1 au Canada ne sont pas encore adoptées. L'ajustement transitoire exigé par les PCGR des États-Unis, de même que certains montants comptabilisés en 2012, s'inverseront par le biais du bénéfice de périodes ultérieures de la Société, lorsque la loi entrera finalement en vigueur, probablement en 2013, ou lorsqu'il ne sera plus possible de recevoir de nouvelles cotisations à l'égard d'années d'imposition pour lesquelles l'impôt exigible aux fins comptables a été calculé au moyen de taux en vigueur plutôt que de taux pratiquement en vigueur, au moment où ces années d'imposition deviendront frappées de prescription. En 2012, Newfoundland Power a comptabilisé un ajustement favorable de 2,5 millions \$ au titre des impôts sur les bénéfices associé à l'impôt de la partie VI.1 frappé de prescription (1 million \$ en 2011). Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Gestion des risques d'affaires – Modifications de la législation fiscale » du présent rapport de gestion.

Transition aux PCGR des États-Unis : En date du 1^{er} janvier 2012, Fortis a adopté de manière rétroactive les PCGR des États-Unis en retraçant les périodes financières comparatives. Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Nouvelles normes et méthodes comptables – Transition aux PCGR des États-Unis » du présent rapport de gestion.

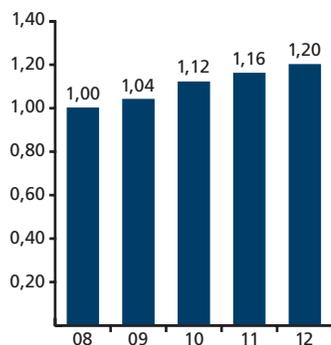
SOMMAIRE DES FAITS SAILLANTS FINANCIERS

Pour les exercices clos les 31 décembre	2012	2011	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	315	311	4
Résultat de base par action ordinaire (\$)	1,66	1,71	(0,05)
Résultat dilué par action ordinaire (\$)	1,65	1,70	(0,05)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	190,0	181,6	8,4
Flux de trésorerie d'exploitation (en millions \$)	976	915	61
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	1,20	1,16	0,04
Ratio dividendes/bénéfice (%)	72,3	67,8	4,5
Rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuable aux actionnaires ordinaires (%) ¹⁾	8,1	8,8	(0,7)
Total de l'actif (en milliards \$)	15,0	14,2	0,8
Dépenses en immobilisations brutes (en millions \$)	1 130	1 171	(41)
Placement d'actions ordinaires (en millions \$)	–	341	(341)
Placement d'actions privilégiées (en millions \$)	200	–	200
Dettes à long terme (en millions \$)	125	347	(222)

Résultat de base par action ordinaire (\$) ²⁾



Dividende par action ordinaire (\$)



Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires : Fortis a dégagé un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 315 millions \$ en 2012, en hausse de 4 millions \$ en regard de 311 millions \$ en 2011. Le bénéfice de 2012 a été réduit en raison des charges de 7,5 millions \$ après impôts liées à l'acquisition de CH Energy Group, alors que le bénéfice de 2011 avait été favorablement touché par des frais ponctuels après impôts de 11 millions \$ versés à Fortis suivant la résiliation d'une entente de fusion avec la Central Vermont Public Service Corporation (« CVPS »). Compte non tenu de ces éléments, la croissance du bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires par rapport à l'exercice précédent est attribuable à une amélioration du rendement des entreprises de services publics réglementés au Canada, FortisAlberta en tête.

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada s'est accru de 33 millions \$ par rapport à 2011. Le bénéfice de FortisAlberta s'est accru de 22 millions \$, en raison surtout de la hausse des investissements faits dans l'infrastructure énergétique, des produits nets tirés du transport de 8,5 millions \$ comptabilisés en 2012 et de la dotation aux amortissements et des frais financiers qui ont été moins élevés que prévu en 2012, compensés en partie par un gain de 1 million \$ à la vente de biens en 2011. Le bénéfice de Newfoundland Power a été de 5 millions \$ plus élevé qu'à l'exercice précédent, en raison principalement de la baisse du taux d'imposition effectif. Le bénéfice de FortisBC Electric a augmenté de 2 millions \$ en raison de la hausse des investissements faits dans l'infrastructure énergétique, de l'augmentation des produits tirés du raccordement aux poteaux et des frais financiers qui ont été moins élevés que prévu en 2012, contrebalancés en partie par l'expiration du mécanisme de TAR le 31 décembre 2011. La hausse de 4 millions \$ du bénéfice des autres entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada résulte principalement d'une baisse du taux d'imposition effectif de Maritime Electric et du rendement cumulatif dégagé sur les dépenses en immobilisations de FortisOntario pour des compteurs intelligents.

Les entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada ont dégagé un bénéfice de 1 million \$ plus élevé qu'en 2011. La hausse des investissements dans l'infrastructure énergétique, l'augmentation des volumes de gaz transportés aux clients du secteur industriel, les charges d'exploitation moins élevées que prévu en 2012 et la baisse du taux d'imposition effectif ont été en partie contrebalancées par des ajouts de clients moins élevés que prévu en 2012 et la baisse de la composante capitalisée de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC »).

Les charges du secteur Siège social et autres ont grimpé de 27 millions \$ par rapport à 2011. Compte non tenu des charges liées à l'acquisition de CH Energy Group, engagées en grande partie au premier semestre de 2012, et des frais versés à Fortis en juillet 2011 à la suite de la résiliation de l'accord de fusion, les charges du secteur Siège social et autres ont été de 8,5 millions \$ plus élevées qu'à l'exercice précédent. L'augmentation est principalement attribuable à une perte de change de 2 millions \$ comptabilisée en 2012, comparativement à un gain de change net de 1,5 million \$ après impôts comptabilisé en 2011, à certaines charges d'exploitation non récurrentes en 2012 et à des recouvrements d'impôts sur les bénéfices moins élevés selon le taux d'imposition effectif, contrebalancés en partie par une diminution des frais financiers.

¹⁾ Le rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuable aux actionnaires ordinaires est une mesure non conforme aux PCGR et est défini comme le bénéfice net consolidé attribuable aux actionnaires ordinaires divisé par la moyenne des capitaux propres d'ouverture et de fermeture consolidés, compte non tenu des actions privilégiées et des participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ Exercices 2010 à 2012 dressés selon les PCGR des États-Unis. Exercices 2008 et 2009 dressés selon les PCGR du Canada.

³⁾ Comprend l'incidence favorable de 46 millions \$ sur le bénéfice liée à la constatation d'un actif réglementaire associé aux régimes d'avantages complémentaires de retraite à l'adoption des PCGR des États-Unis.

Résultat de base par action ordinaire : Le résultat de base par action ordinaire a été de 1,66 \$ en 2012 comparativement à 1,71 \$ en 2011. La baisse tient à l'incidence d'une hausse de 5 % du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation par rapport à l'exercice précédent, essentiellement associée à l'émission d'actions ordinaires au milieu de 2011, compensée en partie par une hausse du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires. Le produit de l'émission d'actions ordinaires a servi en grande partie au remboursement des emprunts faits sur les facilités de crédit, au soutien de la construction de l'Expansion Waneta et à divers besoins généraux de la Société, et a contribué au renforcement de la structure du capital de la Société.

Flux de trésorerie d'exploitation : Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 976 millions \$ en 2012, en hausse de 61 millions \$ par rapport à 915 millions \$ en 2011. L'augmentation s'explique surtout par la hausse des bénéfices et le recouvrement auprès de la clientèle de l'amortissement accru approuvé par les organismes de réglementation, neutralisés en partie par les variations défavorables du fonds de roulement.

Dividende : Le dividende par action ordinaire a augmenté de 3,4 % pour passer de 1,16 \$ en 2011 à 1,20 \$ en 2012. Fortis a haussé son dividende trimestriel par action ordinaire, le portant de 0,30 \$ à 0,31 \$ à compter du dividende du premier trimestre versé le 1^{er} mars 2013. Le ratio dividendes/bénéfice de la Société a été de 72,3 % en 2012 en regard de 67,8 % en 2011.

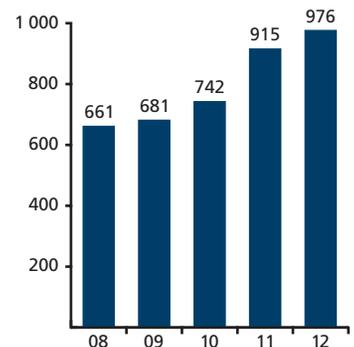
Rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires : Le rendement fondé sur la valeur moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires a été de 8,1 % en 2012 comparativement à 8,8 % en 2011. La baisse s'explique principalement par la hausse du nombre d'actions ordinaires en circulation, pour la raison mentionnée ci-dessus, compensée en partie par une augmentation du bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires.

Total de l'actif : Le total de l'actif a augmenté de 5,6 % pour s'établir à environ 15,0 milliards \$ à la fin de 2012 comparativement à environ 14,2 milliards \$ à la fin de 2011. L'augmentation reflète les investissements continus de la Société dans des réseaux énergétiques réglementés, composés surtout de dépenses en immobilisations dans l'Ouest canadien, et les travaux de construction de l'Expansion Waneta qui se poursuivent en Colombie-Britannique.

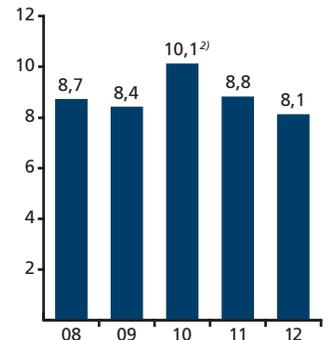
Dépenses en immobilisations brutes : Au cours de 2012, les dépenses en immobilisations consolidées, avant les contributions de la clientèle (« dépenses en immobilisations brutes »), se sont élevées à 1 130 millions \$ en regard de 1 171 millions \$ en 2011. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés dans l'Ouest canadien ont totalisé environ 717 millions \$, soit environ 63 % du total des dépenses en immobilisations brutes. Une grande partie des dépenses en immobilisations découle de la croissance de la clientèle et de la nécessité d'améliorer la fiabilité et l'efficacité des réseaux et d'améliorer le service à la clientèle. La construction de l'Expansion Waneta de 335 MW, au coût de 900 millions \$, progresse bien et le projet se déroule selon l'échéancier et le budget prévus. Quelque 436 millions \$ au total ont été dépensés pour l'Expansion Waneta depuis le début des travaux de construction à la fin de 2010, y compris 192 millions \$ au cours de l'exercice 2012. Pour en savoir plus sur le programme d'investissement consolidé de 2012 et 2013 de la Société, voir la rubrique intitulée « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

Capital à long terme : En novembre 2012, Fortis a émis 8 millions d'actions privilégiées de premier rang à 4,75 %, série J, pour un produit total de 200 millions \$, et en octobre 2012, FortisAlberta a émis des débetures non garanties à 3,98 %, 40 ans, d'un capital de 125 millions \$. Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Éléments importants » du présent rapport de gestion.

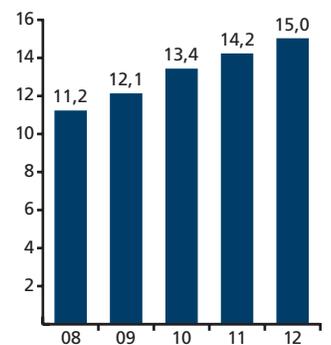
Flux de trésorerie d'exploitation
(en millions \$)¹⁾



Rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (%)¹⁾



Total de l'actif (en milliards \$)
(aux 31 décembre)¹⁾



¹⁾ Exercices 2010 à 2012 dressés selon les PCGR des États-Unis. Exercices 2008 et 2009 dressés selon les PCGR du Canada.

²⁾ Comprend l'incidence favorable de 46 millions \$ sur le bénéfice liée à la constatation d'un actif réglementaire associé aux régimes d'avantages complémentaires de retraite à l'adoption des PCGR des États-Unis.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS

Les résultats d'exploitation consolidés de la Société pour 2012 et 2011 sont présentés ci-dessous, de même qu'une analyse de la nature des écarts d'un exercice à l'autre.

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2012	2011	Écart
Produits d'exploitation	3 654	3 738	(84)
Coûts de l'approvisionnement énergétique	1 522	1 697	(175)
Charges d'exploitation	868	850	18
Amortissement	470	416	54
Autres revenus, montant net	4	38	(34)
Frais financiers	366	363	3
Impôts sur les bénéfices	61	84	(23)
Bénéfice net	371	366	5
Bénéfice net attribuable aux :			
Participations ne donnant pas le contrôle	9	9	–
Actionnaires privilégiés	47	46	1
Actionnaires ordinaires	315	311	4
Bénéfice net	371	366	5

Facteurs ayant contribué à l'écart dans les produits d'exploitation

Défavorables

- Baisse du coût du gaz naturel facturé à la clientèle
- Expropriation de Belize Electricity et arrêt consécutif de la comptabilisation des résultats de cette entreprise de services publics selon la méthode de la consolidation, avec prise d'effet le 20 juin 2011, ce qui a fait baisser les produits d'exploitation par rapport à l'exercice précédent
- Baisse de la consommation moyenne de gaz des clients des secteurs résidentiel et commercial en raison des températures plus chaudes dans l'ensemble
- Baisse de la production hydroélectrique non réglementée, principalement en raison de précipitations moins abondantes et de la mise hors service d'une centrale dans le nord-ouest de l'État de New York en 2012

Favorables

- Augmentation des tarifs de livraison de gaz et de la composante tarifs de base des tarifs d'électricité dans la plupart des entreprises de services publics réglementés, en accord avec les décisions tarifaires, reflétant l'investissement soutenu dans les infrastructures énergétiques et la hausse prévue de certaines charges pouvant être recouvrées auprès de la clientèle
- Produits nets tirés du transport d'environ 8,5 millions \$ constatés en 2012 par FortisAlberta, résultat de la décision à l'égard des besoins en revenus de distribution pour 2012 reçue en avril 2012
- Refacturation dans les tarifs d'électricité à la clientèle de l'augmentation des coûts de l'approvisionnement énergétique, le cas échéant, pour la plupart des entreprises de services publics réglementés d'électricité, ce qui a fait augmenter les produits d'exploitation
- Augmentation des ventes d'électricité pour Newfoundland Power et Maritime Electric
- Augmentation de 4 millions \$ des produits tirés des droits de concession pour FortisAlberta
- Croissance du nombre de clients attribuable surtout à FortisAlberta
- Augmentation des produits tirés du raccordement aux poteaux pour FortisBC Electric, et écarts dans le montant des incitatifs selon la TAR qui ont été remboursés aux clients de FortisBC Electric par rapport à l'exercice précédent
- Augmentation des produits tirés de l'hôtellerie pour Fortis Properties, attribuable surtout aux produits tirés du Hilton Suites Hotel, qui a été acquis en octobre 2011

Facteurs ayant contribué à l'écart dans les coûts de l'approvisionnement énergétique

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, avec prise d'effet le 20 juin 2011, ce qui a fait baisser les coûts de l'approvisionnement énergétique par rapport à l'exercice précédent
- Baisse de la consommation moyenne de gaz par les clients des secteurs résidentiel et commercial, ce qui a entraîné une diminution des achats de gaz naturel

Défavorables

- Augmentation des prix du combustible pour Caribbean Utilities et hausse des coûts d'achat d'électricité pour FortisBC Electric, Newfoundland Power et FortisOntario
- Augmentation du montant de base des coûts de l'approvisionnement énergétique passés en charges par Maritime Electric en vertu de l'application du mécanisme d'ajustement du coût de l'énergie
- Augmentation des ventes d'électricité pour Newfoundland Power et Maritime Electric, ce qui a entraîné une hausse des achats d'électricité

Facteurs ayant contribué à l'écart dans les charges d'exploitation

Défavorables

- Hausses générales des coûts attribuables à l'inflation et aux dépenses liées au personnel pour les entreprises de services publics réglementés de la Société, et augmentation des charges de droits de concession pour FortisAlberta
- Hausse des charges d'exploitation pour Fortis Properties, surtout liée au Hilton Suites Hotel, qui a été acquis en octobre 2011
- Provision non récurrente de 3 millions \$ comptabilisée en 2012 associée à l'investissement de la Société dans CWLP

Favorables

- Baisse des charges d'exploitation pour les sociétés FortisBC Energy en 2012, principalement attribuable à la comptabilisation des coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans l'amortissement, à partir du 1^{er} janvier 2012, et baisse des coûts liés au service à la clientèle résultant de l'internalisation des services clients depuis le 1^{er} janvier 2012. Des coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations avaient été comptabilisés dans les charges d'exploitation en 2011.
- Expropriation de Belize Electricity et arrêt consécutif de la comptabilisation des résultats de cette entreprise de services publics selon la méthode de la consolidation, avec prise d'effet le 20 juin 2011, ce qui a fait baisser les charges d'exploitation par rapport à l'exercice précédent

Facteurs ayant contribué à l'écart de la dotation à l'amortissement

Défavorables

- Investissement continu dans l'infrastructure énergétique
- Hausse de la dotation à l'amortissement pour les sociétés FortisBC Energy, principalement attribuable à la comptabilisation des coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans l'amortissement, à partir du 1^{er} janvier 2012, comme il est indiqué précédemment

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, avec prise d'effet le 20 juin 2011, ce qui a fait baisser la dotation à l'amortissement par rapport à l'exercice précédent
- Baisse des taux d'amortissement pour FortisAlberta et FortisBC Electric, à partir du 1^{er} janvier 2012, résultat des décisions à l'égard des besoins en revenus pour 2012 reçues respectivement en avril 2012 et en août 2012

Facteurs ayant contribué à l'écart dans les autres revenus, montant net

Défavorables

- 17 millions \$ (17,5 millions \$ US) (11 millions \$ après impôts) de frais payés à Fortis en juillet 2011 à la suite de la résiliation de l'accord de fusion entre Fortis et la CVPS, ce qui a fait grimper les autres revenus en 2011
- Coûts d'environ 9 millions \$ (7,5 millions \$ après impôts), engagés principalement au cours du premier semestre de 2012, pour l'acquisition proposée de CH Energy Group
- Perte de change d'environ 2 millions \$ comptabilisée en 2012, associée à la conversion de l'autre actif à long terme libellé en dollars américains représentant la valeur comptable de l'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity. Un gain de change net d'environ 1 million \$ (1,5 million \$ après impôts) a été comptabilisé en 2011 en lien avec l'élément ci-dessus.
- Baisse de la composante capitaux propres capitalisée de la PFUPC, surtout pour les sociétés FortisBC Energy
- Gain d'environ 1 million \$ tiré de la vente de biens par FortisAlberta en 2011

Favorable

- Gain d'environ 1 million \$ (0,5 million \$ après impôts) comptabilisé en 2012 pour la cession involontaire d'actifs, associé à du matériel endommagé à une centrale dans le nord-ouest de l'État de New York et au produit d'assurance connexe reçu

Facteurs ayant contribué à l'écart dans les frais financiers

Défavorables

- Hausse de l'endettement à long terme à l'appui des programmes d'investissement des entreprises de services publics
- Baisse de la composante passif capitalisée de la PFUPC pour les entreprises de services publics réglementés, surtout pour les sociétés FortisBC Energy

Favorables

- Hausse des intérêts capitalisés liés au financement de la construction de l'Expansion Waneta dans laquelle la Société a une participation conférant le contrôle de 51 %
- Expropriation de Belize Electricity et arrêt consécutif de la comptabilisation des résultats de cette entreprise de services publics selon la méthode de la consolidation, avec prise d'effet le 20 juin 2011, ce qui a fait baisser les frais financiers par rapport à l'exercice précédent
- Baisse des emprunts à court terme pour les entreprises de services publics réglementés

Facteurs ayant contribué à l'écart dans les impôts sur les bénéfices

Favorables

- Baisse des taux d'imposition prévus par la loi et diminution du bénéfice avant impôts sur les bénéfices
- Écarts dans les déductions aux fins fiscales comparativement aux déductions aux fins comptables à l'exercice précédent

RÉSULTATS D'EXPLOITATION SECTORIELS

Bénéfice net sectoriel attribuable aux actionnaires ordinaires

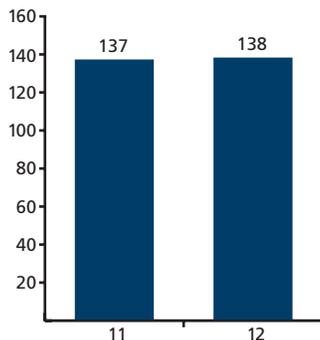
Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2012	2011	Écart
Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada			
Sociétés FortisBC Energy	138	137	1
Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada			
FortisAlberta	96	74	22
FortisBC Electric	50	48	2
Newfoundland Power	37	32	5
Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	24	20	4
	207	174	33
Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	19	20	(1)
Activités non réglementées – Fortis Generation	17	18	(1)
Activités non réglementées – Fortis Properties	22	23	(1)
Siège social et autres	(88)	(61)	(27)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	315	311	4

L'analyse des résultats financiers des secteurs isolables de la Société figure ci-après. 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 brut de la Société et une ventilation des dépenses en immobilisations consolidées brutes réelles de 2012 et de celles prévues pour 2013 par secteur sont présentées à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement » du présent rapport de gestion.

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



ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS

La principale activité de la Société est la propriété et l'exploitation des entreprises de services publics réglementés. En 2012, les bénéfices des activités réglementées au Canada et dans les Caraïbes représentaient environ 90 % (89 % en 2011) du bénéfice que la Société a tiré de ses secteurs d'exploitation (compte non tenu de la perte nette du secteur Siège social et autres). Le total des actifs réglementés correspondait à 90 % du total de l'actif de la Société au 31 décembre 2012 (91 % au 31 décembre 2011).

Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada s'est établi à 138 millions \$ en 2012 (137 millions \$ en 2011), soit environ 38 % (41 % en 2011) 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 5,5 milliards \$ au 31 décembre 2012 (5,5 milliards \$ au 31 décembre 2011), ce qui représentait environ 41 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2012 (42 % au 31 décembre 2011).

Sociétés FortisBC Energy

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	Écart
Volumes de gaz (en pétajoules (« PJ »))	199	203	(4)
Produits d'exploitation (en millions \$)	1 426	1 566	(140)
Bénéfice (en millions \$)	138	137	1

Facteurs ayant contribué à l'écart dans les volumes de gaz

Défavorable

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

Favorable

- Accroissement des volumes de gaz transportés aux clients du secteur industriel, attribuable au fait que certains clients délaissent d'autres sources de combustible au profit du gaz naturel, offert à meilleurs prix

Le 1^{er} janvier 2012, les sociétés FortisBC Energy ont terminé la mise en œuvre du projet d'amélioration du service à la clientèle qui reflète leur nouvelle conception du client. En appliquant le nouveau système, les sociétés FortisBC Energy ont réduit le nombre total de leurs clients d'environ 18 000 au 1^{er} janvier 2012. Au 31 décembre 2012, les sociétés FortisBC Energy servaient au total quelque 945 000 clients, soit 7 000 de plus qu'au 1^{er} janvier 2012.

Rapport de gestion

Les sociétés FortisBC Energy réalisent 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 premier et au quatrième trimestres.

Facteurs ayant contribué à l'écart dans les produits d'exploitation

Défavorables

- Baisse du coût du gaz naturel facturé à la clientèle
- Baisse de la consommation moyenne de gaz par les clients des secteurs résidentiel et commercial
- Ajouts de clients moins nombreux que prévu en 2012

Favorables

- Accroissement net de la composante livraison des tarifs facturés à la clientèle, à compter du 1^{er} janvier 2012, occasionné essentiellement par les investissements soutenus dans l'infrastructure énergétique et la hausse de certaines charges prévues pouvant être recouvrées auprès de la clientèle, qui a été autorisé par une décision à l'égard des besoins en revenus pour 2012–2013 reçue en avril 2012
- Accroissement des volumes de gaz transportés aux clients du secteur industriel

Facteurs ayant contribué à l'écart dans le bénéfice

Favorables

- Croissance de la base tarifaire en raison des investissements soutenus dans l'infrastructure énergétique
- Accroissement des volumes de gaz transportés aux clients du secteur industriel
- Charges d'exploitation et de maintenance moins élevées que prévu en 2012
- Baisse du taux d'imposition effectif

Défavorables

- Ajouts de clients moins élevés que prévu en 2012
- Baisse de la PFUPC capitalisée, en raison de la diminution des actifs en construction par rapport à l'exercice précédent

Perspectives : Le calcul des RCP autorisés et des structures du capital définitifs des sociétés FortisBC Energy pour 2013 est tributaire de l'issue de la décision de la BCUC sur l'instance générale relative au coût du capital. Sauf pour ce qui est de l'incidence potentielle d'une décision sur l'instance générale relative au coût du capital, les tarifs de livraison aux sociétés FortisBC Energy pour 2013 ont été fixés tels qu'ils ont été approuvés par la BCUC dans sa décision d'avril 2012 sur les besoins en revenus des entreprises pour 2012–2013. Toutes choses étant égales par ailleurs, chaque variation de 50 points de base dans les RCP autorisés aurait une incidence d'environ 7 millions \$ sur le bénéfice des sociétés FortisBC Energy pour 2013. Toutes choses étant égales par ailleurs, chaque variation de 100 points de base dans le pourcentage des capitaux propres par rapport au total de la structure du capital aurait une incidence d'environ 3,5 millions \$ sur le bénéfice des sociétés FortisBC Energy pour 2013.

Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada

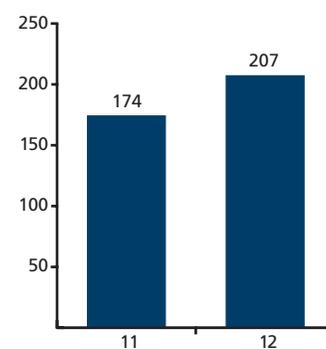
Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada a atteint 207 millions \$ en 2012 (174 millions \$ en 2011), ce qui représente environ 57 % du total des bénéfices réglementés de la Société (53 % en 2011). Les actifs des entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada atteignaient quelque 7,1 milliards \$ au 31 décembre 2012 (6,6 milliards \$ au 31 décembre 2011), ce qui représente environ 53 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2012 (51 % au 31 décembre 2011).

FortisAlberta

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	Écart
Livraisons d'énergie (en gigawattheures (« GWh »))	16 799	16 367	432
Produits d'exploitation (en millions \$)	448	408	40
Bénéfice (en millions \$)	96	74	22

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



Facteurs ayant contribué à l'écart dans les livraisons d'énergie

Favorables

- Augmentation de la consommation moyenne par les clients du secteur des champs pétroliers et du secteur commercial, attribuable principalement à la hausse de l'activité dans ces secteurs
- Hausse de la consommation moyenne des clients du secteur résidentiel, attribuable aux températures plus basses enregistrées au quatrième trimestre, ce qui a augmenté la demande d'énergie pour le chauffage
- Croissance de la clientèle, surtout dans les secteurs résidentiel et commercial, le nombre total de clients ayant augmenté d'environ 9 000 par rapport à l'exercice précédent, en raison de l'amélioration de la situation économique

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 ayant contribué à l'écart dans les produits d'exploitation

Favorables

- Augmentation des tarifs de distribution d'électricité facturés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, découlant surtout des investissements soutenus dans l'infrastructure énergétique et de la hausse de certaines charges prévues recouvrables auprès des clients
- Des produits nets tirés du transport d'environ 8,5 millions \$ ont été comptabilisés en 2012. Dans sa décision d'avril 2012 relative aux besoins en revenus de distribution, l'organisme de réglementation n'a pas approuvé le maintien, pour 2012, du report des écarts de volumes de transport liés au compte de report des charges de l'AESO de FortisAlberta. Le plein report n'étant plus autorisé, FortisAlberta a été exposée, en 2012, à un risque lié aux volumes à l'égard des coûts de transport réels par rapport à ceux facturés aux clients en fonction des volumes et des prix prévus. Les volumes de transport subissent l'incidence de nombreux facteurs qui peuvent faire varier les volumes de transport réels par rapport à ceux qui étaient prévus. Le report des écarts de volumes de transport a été rétabli, en date du 1^{er} janvier 2013, avec l'approbation de l'organisme de réglementation, ce qui signifie que ces écarts n'auront pas d'incidence sur le bénéfice en 2013.
- Croissance du nombre de clients, comme il est mentionné ci-dessus
- Augmentation des produits tirés des droits de concession d'environ 4 millions \$

Facteurs ayant contribué à l'écart dans le bénéfice

Favorables

- Croissance de la base tarifaire en raison des investissements soutenus dans l'infrastructure énergétique
- Produits nets tirés du transport d'environ 8,5 millions \$ constatés en 2012, résultat de la décision à l'égard des besoins en revenus de distribution reçue en avril 2012
- Dotation à l'amortissement moins élevée que prévu en 2012, principalement en raison de projets de construction achevés plus tard au cours de l'exercice et d'une diminution des dépenses en immobilisations de transport liées à l'AESO
- Frais financiers moins élevés que prévu en 2012, en raison du moment des émissions de titres de créance et des taux d'intérêt associés à ces titres

Défavorable

- Gain d'environ 1 million \$ tiré de la vente de biens en 2011

Perspectives : Le calcul du RCP autorisé et de la structure du capital définitifs de FortisAlberta pour 2013 est tributaire de l'issue de l'instance générale relative au coût du capital amorcée par l'AUC, qui est attendue plus tard en 2013. Toutes choses étant égales par ailleurs, chaque variation de 50 points de base du RCP autorisé de FortisAlberta aurait une incidence d'environ 5 millions \$ sur le bénéfice de FortisAlberta pour 2013. Toutes choses étant égales par ailleurs, chaque variation de 100 points de base dans le pourcentage des capitaux propres par rapport au total de la structure du capital aurait une incidence d'environ 2 millions \$ sur le bénéfice de FortisAlberta pour 2013. Depuis le 1^{er} janvier 2013, FortisAlberta est assujettie à la TAR pendant une période de cinq ans. Le mécanisme de TAR soulève certaines préoccupations et de l'incertitude pour FortisAlberta concernant le traitement de certaines dépenses en immobilisations. Avec d'autres entreprises de services de distribution exerçant leurs activités en Alberta, FortisAlberta a déposé une demande d'autorisation d'appel de la décision sur la réglementation relative à la TAR auprès de la Cour d'appel de l'Alberta. En mars 2013, l'organisme de réglementation a rendu une décision provisoire sur la demande d'attestation de conformité de FortisAlberta, approuvant une hausse de 1,71 % des tarifs de distribution facturés aux clients et le recouvrement, à compter du 1^{er} janvier 2013, de 60 % des besoins en revenus associé à la demande de suivi du capital pour 2013 de la société. Des décisions définitives sur les demandes d'attestation de conformité et de suivi du capital sont attendues plus tard en 2013. Pour plus de renseignements sur cette question, se reporter aux rubriques « Faits saillants en matière de réglementation » et « Gestion des risques d'affaires – Risque lié à la réglementation » du présent rapport de gestion.

FortisBC Electric

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	Écart
Ventes d'électricité (en GWh)	3 143	3 143	–
Produits d'exploitation (en millions \$)	306	296	10
Bénéfice (en millions \$)	50	48	2

Facteurs ayant contribué à l'écart dans les produits d'exploitation

Favorables

- Augmentation générale des tarifs d'électricité facturés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, occasionnée essentiellement par les investissements soutenus dans l'infrastructure énergétique et la hausse de certaines charges prévues pouvant être recouvrées auprès de la clientèle, reflétant la décision à l'égard des besoins en revenus pour 2012–2013 reçue en août 2012
- Augmentation de 1,4 % des tarifs d'électricité facturés à la clientèle, avec prise d'effet le 1^{er} juin 2011, par suite de la refacturation à la clientèle de la hausse des coûts de l'électricité achetée facturés par BC Hydro à FortisBC Electric
- Augmentation des produits tirés du raccordement aux poteaux
- Augmentation des produits tirés des frais de transit
- Écarts dans le montant des incitatifs selon la TAR qui ont été remboursés aux clients par rapport à l'exercice précédent

Facteurs ayant contribué à l'écart dans le bénéfice

Favorables

- Croissance de la base tarifaire en raison des investissements soutenus dans l'infrastructure énergétique
- Augmentation des produits tirés du raccordement aux poteaux
- Frais financiers moins élevés que prévu en 2012. Comme il a été approuvé dans la décision à l'égard des besoins en revenus pour 2012–2013 reçue en août 2012, les écarts entre les frais financiers réels et ceux prévus aux fins d'établissement des tarifs d'électricité facturés à la clientèle, à compter du 1^{er} janvier 2012, ne peuvent plus faire l'objet d'un traitement en compte de report, ce qui, par conséquent, a eu une incidence favorable sur le bénéfice en 2012

Défavorable

- Expiration du mécanisme de TAR le 31 décembre 2011. En 2011, des coûts moins élevés que prévu, principalement les coûts de l'électricité achetée, avaient été répartis également entre les clients et FortisBC Electric en vertu du mécanisme de TAR, et avaient eu une incidence favorable sur le bénéfice au cours de l'exercice. En 2012, les écarts entre la valeur réelle des produits tirés de l'électricité et des coûts de l'électricité achetée et celle utilisée aux fins d'établissement des tarifs d'électricité facturés à la clientèle ont fait l'objet d'un plein traitement en compte de report et, par conséquent, n'ont pas eu d'incidence sur le bénéfice en 2012

Perspectives : Le calcul du RCP autorisé et de la structure du capital définitifs de FortisBC Electric pour 2013 est tributaire de l'issue de la décision de la BCUC sur l'instance générale relative au coût du capital. Sauf pour ce qui est de l'incidence potentielle d'une décision sur l'instance générale relative au coût du capital, les tarifs d'électricité de FortisBC Electric pour 2013 ont été fixés tels qu'ils ont été approuvés par la BCUC dans sa décision d'août 2012 sur les besoins en revenus de l'entreprise pour 2012–2013. Toutes choses étant égales par ailleurs, chaque variation de 50 points de base du RCP autorisé de FortisBC Electric aurait une incidence d'environ 2,5 millions \$ sur le bénéfice de FortisBC Electric pour 2013. Toutes choses étant égales par ailleurs, chaque variation de 100 points de base dans le pourcentage des capitaux propres par rapport au total de la structure du capital aurait une incidence d'environ 1 million \$ sur le bénéfice de FortisBC Electric pour 2013.

Newfoundland Power

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	Écart
Ventes d'électricité (en GWh)	5 652	5 553	99
Produits d'exploitation (en millions \$)	581	573	8
Bénéfice (en millions \$)	37	32	5

Facteurs ayant contribué à l'écart dans les ventes d'électricité

Favorables

- Augmentation du nombre de clients
- Plus grande utilisation du chauffage électrique par rapport au chauffage à l'huile dans les nouvelles constructions résidentielles, ce qui, en plus de la croissance économique, a fait augmenter la consommation

Défavorable

- Temps plus ensoleillé, ce qui a réduit la consommation moyenne

Facteurs ayant contribué à l'écart dans les produits d'exploitation

Favorables

- Augmentation de 1,8 % des ventes d'électricité
- Hausse de la dotation à l'amortissement des passifs réglementaires et des reports dans les produits, comme approuvé par l'organisme de réglementation

Défavorable

- Les produits de 2011 comprenaient les montants associés aux arrangements relatifs aux structures de soutènement conclus avec Bell Aliant Regional Communications Inc. (« Bell Aliant ») en 2011, y compris les poteaux à utilisation conjointe et l'infrastructure connexe détenus aux fins de vente à Bell Aliant. Les poteaux à utilisation conjointe et l'infrastructure connexe ont été vendus en octobre 2011.

Facteurs ayant contribué à l'écart dans le bénéfice

Favorables

- Baisse du taux d'imposition effectif, attribuable principalement à la baisse de l'impôt de la partie VI.1, y compris l'incidence favorable des reprises de l'impôt de la partie VI.1 frappé de prescription, et à la baisse du taux d'imposition prévu par la loi. Pour plus de renseignements sur l'impôt de la partie VI.1, voir la rubrique intitulée « Éléments importants – Impôt de la partie VI.1 » du présent rapport de gestion.
- Augmentation du RCP autorisé, passé de 8,38 % à 8,80 % le 1^{er} janvier 2012, qui a été comptabilisée en 2012 à titre de baisse des charges d'exploitation dont le recouvrement auprès de la clientèle a été reporté, comme approuvé par l'organisme de réglementation
- Croissance des ventes d'électricité

Défavorables

- Incidence des arrangements relatifs aux structures de soutènement conclus avec Bell Aliant en 2011, comme il est mentionné précédemment
- Hausse des coûts de l'électricité achetée, attribuable à une diminution de la production des centrales hydroélectriques de la société en 2012 en raison des débits d'eau moins élevés
- Hausse de la dotation à l'amortissement, attribuable aux investissements soutenus dans l'infrastructure énergétique

Perspectives : Les tarifs facturés aux clients, la structure du capital et le RPC autorisé de Newfoundland Power pour 2013 sont tributaires de l'issue d'une décision sur la demande tarifaire générale de Newfoundland Power pour 2013–2014. Toutes choses étant égales par ailleurs, chaque variation de 50 points de base du RCP autorisé de Newfoundland Power aurait une incidence d'environ 2 millions \$ sur le bénéfice de Newfoundland Power pour 2013. Toutes choses étant égales par ailleurs, chaque variation de 100 points de base dans le pourcentage des capitaux propres en actions ordinaires par rapport au total de la structure du capital aurait une incidence d'environ 1 million \$ sur le bénéfice de Newfoundland Power pour 2013.

Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	Écart
Ventes d'électricité (en GWh)	2 381	2 366	15
Produits d'exploitation (en millions \$)	353	339	14
Bénéfice (en millions \$)	24	20	4

Facteurs ayant contribué à l'écart dans les ventes d'électricité

Favorables

- Croissance du nombre de clients des secteurs résidentiel et commercial à l'Î.-P.-É.
- Hausse de la consommation moyenne des clients du secteur résidentiel à l'Î.-P.-É., causée par des températures moins élevées, et baisse du nombre de clients qui utilisent le chauffage électrique
- Hausse de la consommation moyenne des clients du secteur commercial dans le secteur des produits agricoles destinés à la transformation à l'Î.-P.-É.

Défavorable

- Baisse de la consommation moyenne des clients des secteurs résidentiel et industriel en Ontario, surtout au premier trimestre de 2012, résultat de températures plus modérées et de la détérioration des conditions économiques de la région

Facteurs ayant contribué à l'écart dans les produits d'exploitation

Favorables

- Augmentation générale de 0,6 % des ventes d'électricité
- Augmentation de la composante tarif de base des tarifs facturés à la clientèle par Maritime Electric, ayant pris effet le 1^{er} mars 2012, associée au transfert accru et au recouvrement des coûts de l'approvisionnement énergétique
- Comptabilisation du rendement cumulé obtenu sur les dépenses en immobilisations de FortisOntario pour des compteurs intelligents, dont environ 0,5 million \$ étaient liés aux exercices précédents
- Refacturation dans les tarifs d'électricité à la clientèle de l'augmentation des coûts de l'approvisionnement énergétique de FortisOntario
- Augmentation des tarifs de base de l'électricité facturés à la clientèle de FortisOntario

Facteurs ayant contribué à l'écart dans le bénéfice

Défavorables

- Baisse du taux d'imposition effectif de Maritime Electric, principalement attribuable à une baisse de l'impôt de la partie VI.1
- Comptabilisation du rendement cumulé obtenu sur les dépenses en immobilisations de FortisOntario pour des compteurs intelligents, dont 0,5 million \$ étaient liés aux exercices précédents
- Hausse de la contribution au bénéfice des activités de FortisOntario à Cornwall, en raison d'une augmentation des tarifs de base de l'électricité facturés à la clientèle
- Économies nettes pour FortisOntario en 2012 associées à l'exercice par la société de son option d'achat de tous les actifs de distribution d'électricité qu'elle louait auparavant en vertu d'un contrat de location-exploitation avec la ville de Port Colborne

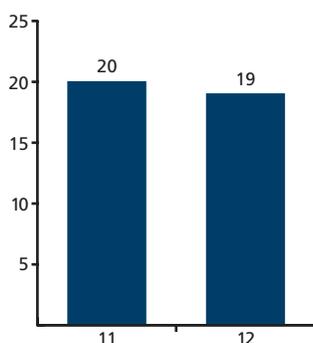
En avril 2012, FortisOntario a exercé son option d'achat de tous les actifs qu'elle louait auparavant en vertu d'un contrat de location-exploitation avec la ville de Port Colborne, au prix de l'option d'achat d'environ 7 millions \$. L'exercice de l'option d'achat, qui est considérée comme un regroupement d'entreprises, entraîne l'obtention de la propriété et des titres juridiques de tous les actifs, y compris le matériel, les immeubles et les actifs de distribution, qui représentent le réseau de distribution d'électricité de Port Colborne.

Perspectives : En vertu de la *Electric Power (Energy Accord Continuation) Amendment Act* (l.-P.-É.) (« *Accord Continuation Act* ») nouvellement adoptée, les hausses des tarifs d'électricité et le RCP autorisé de 9,75 % à Maritime Electric ont été établis pour la période de trois ans se terminant le 29 février 2016.

Une décision réglementaire quant à la demande d'établissement des tarifs de distribution d'électricité imposés aux clients d'Algoma Power aux termes du mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2013, est en instance. Le RCP autorisé de la société pour 2013, qui s'établit à 9,85 %, est demeuré inchangé par rapport à 2012.

Le RCP autorisé d'Énergie Niagara pour 2013, calculé selon la formule, est de 8,93 %, en hausse de 8,01 % par rapport à 2012. De plus, les tarifs de distribution d'électricité prenant effet le 1^{er} janvier 2013, rajustés en s'appuyant sur 2013 comme année témoin future, ont été approuvés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »).

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



Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes

La contribution au bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes a atteint 19 millions \$ en 2012 (20 millions \$ en 2011), ce qui représentait environ 5 % du total des actifs réglementés de la Société (6 % en 2011). Les actifs des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes s'élevaient à quelque 0,9 milliard \$ au 31 décembre 2012 (0,9 milliard \$ au 31 décembre 2011), ce qui représentait environ 6 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2012 (7 % au 31 décembre 2011).

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	Écart
Taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien ¹⁾	1,00	0,99	0,01
Ventes d'électricité (en GWh)	728	918	(190)
Produits d'exploitation (en millions \$)	273	305	(32)
Bénéfice (en millions \$)	19	20	(1)

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.

Facteurs ayant contribué 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, avec prise d'effet le 20 juin 2011. Compte non tenu de Belize Electricity, les ventes d'électricité ont augmenté de 0,6 % par rapport à l'exercice précédent.
- Des précipitations plus abondantes et des températures plus basses sur l'île Grand Caïman, conjuguées aux difficultés économiques qui perdurent dans la région, ont entraîné une baisse de la demande de climatisation

Favorable

- Ventes d'électricité de 8 GWh à TCU, qui a été acquise en août 2012; intensification de l'activité touristique sur les îles Turks et Caicos; et croissance du nombre de clients, excluant l'incidence des clients acquis avec TCU

Facteurs ayant contribué 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 avec prise d'effet le 20 juin 2011, ce qui a fait baisser les produits d'exploitation d'environ 45 millions \$ par rapport à l'exercice précédent
- Arrêt du subventionnement gouvernemental des activités de FortisTCl sur l'île South Caicos, à compter du 1^{er} avril 2012, conformément à la décision tarifaire reçue en février 2012
- Baisse des ventes d'électricité pour Caribbean Utilities

Favorables

- Augmentation des ventes d'électricité pour FortisTCI
- Refacturation dans les tarifs d'électricité à la clientèle de la hausse des coûts de l'approvisionnement énergétique de Caribbean Utilities, attribuable à une augmentation du coût du combustible, ce qui a entraîné une hausse des produits d'exploitation
- Hausse des tarifs d'électricité pour les grands hôtels clients de FortisTCI, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2012, conformément à la décision tarifaire reçue en février 2012
- Augmentation des tarifs d'électricité de base de Caribbean Utilities, à compter du 1^{er} juin 2012
- Effet de change favorable d'environ 3 millions \$ lié à la conversion de produits libellés en dollars américains, attribuable à l'appréciation du dollar américain en regard du dollar canadien par rapport à l'exercice précédent

Facteurs ayant contribué à l'écart dans le bénéfice

Défavorables

- Compte non tenu de l'effet de change, augmentation générale de l'amortissement attribuable aux investissements soutenus dans l'infrastructure énergétique
- Compte non tenu de l'effet de change, hausse des frais financiers pour FortisTCI associée à la baisse de la PFUPC capitalisée et à la dette contractée dans le cadre de l'acquisition de TCU
- Baisse des ventes d'électricité pour Caribbean Utilities

Favorables

- Augmentation des ventes d'électricité pour FortisTCI
- Compte non tenu de l'effet de change, baisse des coûts de l'approvisionnement énergétique pour FortisTCI, en raison principalement d'une production moins énergivore grâce à l'utilisation de nouvelles unités de production

En août 2012, FortisTCI a acquis TCU pour un prix d'acquisition global d'environ 13 millions \$ (13 millions \$ US), y compris la dette prise en charge de 5 millions \$ (5 millions \$ US). TCU est une entreprise de services publics réglementés d'électricité qui exerce ses activités en vertu d'une licence de 50 ans qui vient à échéance en 2036. L'entreprise sert plus de 2 000 clients résidentiels et commerciaux sur Grand Turk et sur Salt Cay grâce à une capacité de production au diesel de 9 MW.

Perspectives : Les ventes d'électricité des entreprises de services publics réglementés de la Société dans les Caraïbes devraient augmenter de 2 % à 3 % en 2013, en excluant les ventes à TCU, qui a été acquise par FortisTCI en août 2012. La reprise qui fait suite à la récession mondiale continue d'être lente, la région étant toujours aux prises avec des défis économiques. Toutefois, certains projets de développement locaux sur l'île Grand Caïman et dans les îles Turks et Caicos pourraient assurer une croissance économique limitée dans l'avenir. Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Gestion des risques d'affaires – Conjoncture économique » du présent rapport de gestion.

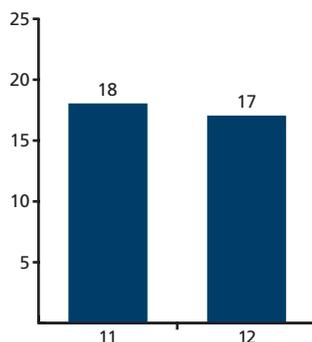
ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

Activités non réglementées – Fortis Generation

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	Écart
Ventes d'électricité (en GWh)	306	389	(83)
Produits d'exploitation (en millions \$)	31	34	(3)
Bénéfice (en millions \$)	17	18	(1)

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



Facteurs ayant contribué à l'écart dans les ventes d'énergie et les produits d'exploitation

Défavorables

- Baisse de la production dans le nord-ouest de l'État de New York, en raison de la mise hors service d'une centrale et d'une baisse des précipitations
- Baisse de la production au Belize et en Ontario en raison d'une baisse des précipitations

Facteurs ayant contribué à l'écart dans le bénéfice

Défavorables

- Baisse de la production dans le nord-ouest de l'État de New York et en Ontario
- Baisse de la production au Belize, contrebalancée en partie par la diminution des frais financiers au Belize

Favorable

- Gain d'environ 1 million \$ (0,5 million \$ après impôts) comptabilisé pour la cession involontaire d'actifs, associé à du matériel endommagé à la centrale hydroélectrique de Moose River dans le nord-ouest de l'État de New York et au produit d'assurance connexe reçu

Rapport de gestion

Perspectives : La centrale hydroélectrique de Moose River a été remise en service en mars 2013. Les travaux de construction de l'Expansion Waneta non réglementée en Colombie-Britannique se poursuivront en 2013 et devraient être terminés au printemps 2015.

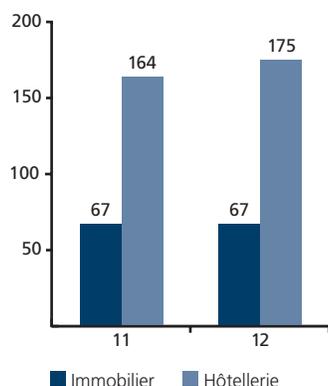
Activités non réglementées – Fortis Properties

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	Écart
Division de l'hôtellerie – Revenu par chambre disponible	80,00 \$	78,76 \$	1,6 %
Division de l'immobilier – Taux d'occupation (à la date du bilan) ¹⁾	91,9 %	93,2 %	(1,4)%
Produits d'exploitation de la division de l'hôtellerie (en millions \$)	175	164	11
Produits d'exploitation de la division de l'immobilier (en millions \$)	67	67	–
Total des produits d'exploitation (en millions \$)	242	231	11
Bénéfice (en millions \$)	22	23	(1)

¹⁾ La baisse du taux d'occupation est principalement attribuable à la hausse du taux d'inoccupation au Nouveau-Brunswick.

Produits de Fortis Properties (en millions \$)



Facteurs ayant contribué à l'écart dans le revenu par chambre disponible

Favorables

- Le Hilton Suites Hotel, acquis en octobre 2011, a contribué à hauteur de 1,2 % à la hausse du revenu par chambre disponible.
- Hausse de 1,5 % des tarifs quotidiens moyens des chambres, compte non tenu de l'incidence du Hilton Suites Hotel, attribuable aux hausses dans l'Ouest canadien et dans le centre du Canada

Défavorable

- Baisse de 1,1 % du taux d'occupation, compte non tenu de l'incidence du Hilton Suites Hotel entraînée par des baisses dans le centre du Canada et dans le Canada atlantique, en partie contrebalancées par une hausse dans l'Ouest canadien

Facteurs ayant contribué à l'écart dans les produits d'exploitation de la division de l'hôtellerie

Favorables

- Contribution aux produits par le Hilton Suites Hotel pour un exercice complet en 2012 et par le StationPark Hotel pour le quatrième trimestre de 2012
- Hausse des produits d'exploitation dans l'Ouest canadien

Défavorable

- Baisse des produits d'exploitation dans le centre du Canada et dans le Canada atlantique

Facteurs ayant contribué à l'écart dans le bénéfice

Défavorables

- Baisse du rendement de la division de l'hôtellerie, compte non tenu du Hilton Suites Hotel, du fait surtout de l'incidence de la baisse du taux d'occupation pour les propriétés hôtelières dans le centre du Canada et dans le Canada atlantique, en partie contrebalancée par l'incidence de la hausse des tarifs moyens des chambres et de la hausse du taux d'occupation dans l'Ouest canadien
- Augmentation de la dotation à l'amortissement par suite de l'ajout d'immobilisations et d'améliorations apportées aux immobilisations

Favorable

- Contribution du Hilton Suites Hotel pour un exercice complet en 2012

En octobre 2012, Fortis Properties a fait l'acquisition de l'hôtel de 126 chambres StationPark Hotel situé à London, en Ontario, pour un prix d'environ 13 millions \$, y compris la dette prise en charge de 6 millions \$.

Perspectives : La division de l'hôtellerie sera le principal moteur de croissance des produits d'exploitation en 2013, surtout grâce au StationPark Hotel.

La division de l'immobilier devrait produire des résultats stables en 2013. La division de l'immobilier exerce ses activités surtout dans le Canada atlantique où la plupart des immeubles sont situés dans de grands marchés régionaux ayant une large base économique. Les immeubles sont occupés par une clientèle de locataires diversifiée ayant conclu des baux à long terme dont les échéances sont échelonnées, ce qui réduit l'exposition au risque d'inoccupation.

Pour en savoir plus sur l'incidence de la conjoncture économique sur les activités de Fortis Properties, se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Conjoncture économique » du présent rapport de gestion.

Siège social et autres

Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2012	2011	Écart
Produits d'exploitation	24	23	1
Charges d'exploitation	14	9	5
Amortissement	2	2	–
Autres (charges) revenus, montant net	(9)	21	(30)
Frais financiers	47	54	(7)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(7)	(6)	(1)
	(41)	(15)	(26)
Dividendes sur actions privilégiées	47	46	1
Charges nettes du secteur Siège social et autres	(88)	(61)	(27)

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

Défavorables

- Augmentation des autres charges, déduction faite des autres revenus, principalement du fait i) de l'incidence favorable en 2011 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; ii) de coûts d'environ 9 millions \$ (7,5 millions \$ après impôts) engagés en grande partie au premier semestre de 2012, relativement à l'acquisition proposée de CH Energy Group; et iii) d'une perte de change d'environ 2 millions \$ comptabilisée en 2012, contre un gain de change net d'approximativement 1 million \$ (1,5 million \$ après impôts) comptabilisé en 2011, associée à la conversion de l'autre actif à long terme libellé en dollars américains représentant la valeur comptable de l'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity
- Hausse des charges d'exploitation, surtout attribuable à une provision non récurrente de 3 millions \$ comptabilisée en 2012 associée à l'investissement de la Société dans CWLP, ainsi qu'à une hausse des charges liées à la rémunération du personnel
- Compte non tenu de la charge d'impôts sur les bénéfices associée aux frais versés à Fortis en juillet 2011 à la suite de la résiliation de l'accord de fusion, le recouvrement d'impôts sur les bénéfices a diminué, en raison surtout d'une hausse de l'impôt de la partie VI.1, contrebalancée en partie par la reprise de provisions pour impôts sur les bénéfices de FHI en 2012.
- Hausse des dividendes sur actions privilégiées, par suite de l'émission d'actions privilégiées de premier rang, série J, en novembre 2012

Favorable

- Baisse des frais financiers, attribuable principalement à la hausse des intérêts capitalisés associée au financement de la construction se rapportant à la participation de 51 % conférant le contrôle à la Société dans l'Expansion Waneta et à l'incidence de la conversion des débentures convertibles d'un capital de 40 millions \$ US de la Société en actions ordinaires en novembre 2011. Les baisses ci-dessus ont été en partie contrebalancées par l'augmentation des intérêts sur les emprunts sur les facilités de crédit, du fait de l'augmentation des emprunts moyens sur les facilités de crédit, et les frais plus élevés associés à l'augmentation de la facilité de crédit de la Société pour la faire passer à 1 milliard \$ en mai 2012.

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

Entreprises 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
			2011	2012	2013	
			RCP			Coût du service/RCP
FEI	BCUC	40 ¹⁾	9,50	9,50	9,50 ¹⁾	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 ¹⁾	10,00	10,00	10,00 ¹⁾	RCP établis par la BCUC – Les RCP de 2013 sont à l'étude.
FEWI	BCUC	40 ¹⁾	10,00	10,00	10,00 ¹⁾	Année témoin future
FortisBC Electric	BCUC	40 ¹⁾	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 – Le RCP de 2013 est à l'étude.
						Année témoin future
FortisAlberta	AUC	41 ¹⁾	8,75	8,75	8,75 ¹⁾	Coût du service/RCP Mécanisme de TAR de 2013 à 2017 grâce à un compte de suivi du capital RCP établi par l'AUC – Le RCP de 2013 est à l'étude.
						2012, année témoin pour 2013 à 2017
Newfoundland Power	Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities (« PUB »)	45 ¹⁾	8,38 +/- 50 points de base	8,80 +/- 50 points de base	8,80 ¹⁾ +/- 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 et le RCP de 2013 est à l'étude.
						Année témoin future
Maritime Electric	Island Regulatory and Appeals Commission (« IRAC »)	40	9,75	9,75	9,75	Coût du service/RCP Année témoin future
FortisOntario	OEB					
	Énergie Niagara	40	8,01	8,01	8,93 ²⁾	Énergie Niagara – Coût du service/RCP
	Algoma Power	40	9,85	9,85	9,85 ²⁾	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 2011 et 2012; 2013, année témoin pour 2013 Algoma Power – 2011, année témoin pour 2011, 2012 et 2013
Caribbean Utilities	Electricity Regulatory Authority (« ERA »)	s. o.	RAB			Coût du service/RAB
			7,75 – 9,75	7,25 – 9,25	7,25 – 9,25 ³⁾	Mécanisme d'ajustement des plafonds tarifaires en fonction des indices des prix à la consommation publiés La société peut demander d'imposer un tarif additionnel spécial à la clientèle dans l'éventualité d'une catastrophe, y compris un ouragan.
						Année témoin historique
Fortis Turks and Caicos	Les entreprises de services publics déposent des documents annuels auprès du gouvernement des îles Turks et Caicos.	s. o.	17,50 ⁴⁾	17,50 ⁴⁾	17,50 ⁴⁾	Coût du service/RAB Si le RAB réel est moins élevé que le RAB autorisé en raison de coûts additionnels découlant d'un ouragan ou d'un autre événement, les entreprises de services publics peuvent demander une augmentation des tarifs imposés à la clientèle pour l'année suivante.
						Année témoin future

¹⁾ Les structures du capital et les RCP autorisés pour 2013 sont provisoires et peuvent changer en fonction de l'issue en 2013 des procédures relatives au coût du capital.

²⁾ D'après la formule d'ajustement automatique du RCP, le RCP autorisé pour les entreprises de services publics réglementés d'électricité en Ontario est de 8,93 % pour 2013. Ce RCP ne s'applique aux entreprises de services publics réglementés d'électricité qu'à compter de la date de dépôt de leurs demandes complètes de tarifs fondés sur le coût du service. Par conséquent, le RCP autorisé de 8,93 % ne s'applique pas à Algoma Power en 2013.

³⁾ Susceptible de changer en juin 2013 en fonction de l'application annuelle du mécanisme d'ajustement des plafonds tarifaires.

⁴⁾ Chiffre prévu dans la licence étant donné qu'il vise FortisTCl et Atlantic. Taux de 15 % prévu dans la licence pour TCU. Le RAB atteint par les entreprises de services publics a été beaucoup moins élevé que celui qui était autorisé en vertu des licences du fait de l'incapacité, en raison de facteurs économiques et politiques, d'augmenter les tarifs d'électricité de base associés aux investissements importants dans les infrastructures effectués dans les dernières années.

Principales décisions et demandes réglementaires

Entreprises de services publics réglementés

Description sommaire

FEI/FEVI/FEWI

- En juillet 2011, FEVI a reçu une décision de la BCUC approuvant les options pour deux bandes des Premières nations, la Première nation de Stz'uminus et les tribus Cowichan, d'investir jusqu'à un total combiné de 15 % dans la composante capitaux propres de la structure de capital de l'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 stockage de GNL le 1^{er} janvier 2012.
- En août 2011, FEI a reçu une décision de la BCUC à l'égard de l'utilisation des fonds du programme d'efficacité et de conservation énergétiques à titre d'incitatifs pour les véhicules fonctionnant au gaz naturel liquéfié (« GNL »). FEI a offert l'accès à ces fonds pour encourager les clients importants à acheter des véhicules fonctionnant au GNL plutôt que des véhicules alimentés au diesel. Il a été déterminé dans la décision qu'il n'était pas approprié d'utiliser les fonds du programme d'efficacité et de conservation énergétiques aux fins susmentionnées, et la BCUC a demandé à FEI de fournir des observations additionnelles à une date ultérieure afin d'examiner le caractère judicieux des incitatifs d'efficacité et de conservation énergétiques. En août 2012, la BCUC a déposé une demande d'examen du caractère judicieux des incitatifs d'efficacité et de conservation énergétiques totalisant environ 6 millions \$. Une décision est attendue au premier semestre de 2013.
- Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, les tarifs facturés aux clients résidentiels types du Lower Mainland ont augmenté d'environ 3 %, reflétant les fluctuations des coûts de livraison et des coûts des activités médianes.
- Avec prise d'effet le 1^{er} avril 2012, en raison de la baisse du coût du gaz naturel, les tarifs des clients résidentiels du Lower Mainland ont diminué d'environ 10 % et ceux des clients résidentiels de FEWI, d'environ 6 %.
- En avril 2012, la BCUC a rendu sa décision concernant la demande relative aux besoins en revenus pour 2012–2013 des sociétés FortisBC Energy. Les augmentations provisoires des tarifs de livraison facturés aux clients par FEI et FEWI, qui ont pris effet le 1^{er} janvier 2012, reflètent les augmentations de tarifs demandées. L'augmentation approuvée définitive des tarifs de livraison aux clients, qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2012, a été de 4,2 % pour FEI, soit environ 1,4 % de moins que les tarifs de livraison provisoires. L'augmentation approuvée définitive des tarifs de livraison aux clients, qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2012, a été de 3,6 % pour FEWI, soit environ 1,4 % de moins que les tarifs de livraison provisoires. Dans sa décision, la BCUC a approuvé les tarifs facturés aux clients de FEVI pour 2012 et 2013, qui restent inchangés par rapport aux tarifs facturés aux clients de 2011. La différence entre les tarifs provisoires et définitifs pour FEI et FEWI est remboursée aux clients depuis le 1^{er} juin 2012. Les tarifs définitifs approuvés de livraison aux clients pour 2012 et 2013 reflètent le RCP autorisé et la structure du capital qui demeurent inchangés par rapport à 2011, en attendant l'issue de l'instance sur le coût en capital, qui pourrait avoir une incidence sur les tarifs de 2013. L'incidence cumulative de la décision rendue à l'égard des besoins en revenus de FEWI pour 2012–2013, qui était différente de celle prévue, a été comptabilisée au deuxième trimestre de 2012. Les hausses tarifaires définitives reflètent surtout 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, à une attention accrue portée à la sécurité des réseaux de gaz naturel et au renforcement du respect des codes et règlements.
- En février 2012, la BCUC a approuvé la demande modifiée de FEI d'un tarif général pour la fourniture de services de ravitaillement en gaz naturel comprimé (« GNC ») et en GNL destinés aux véhicules de transport. FEI a obtenu des approbations provisoires et définitives des tarifs pour trois de ces projets de ravitaillement. La demande de FEI de modifier son échelle tarifaire relative aux ventes et au service de distribution de GNL, pour la faire passer de celle d'un projet pilote à celle d'un programme permanent, est en instance devant la BCUC. Une décision sur la demande est attendue au premier semestre de 2013.
- En avril 2012, les sociétés FortisBC Energy ont déposé une demande auprès de la BCUC pour obtenir les approbations nécessaires en vue du regroupement de trois sociétés de services publics et d'appliquer des tarifs « timbre-poste » à l'échelle des territoires de service servis par l'entité regroupée, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2014. La preuve de la procédure a été entendue en octobre 2012, et une décision a été rendue en février 2013. Dans la décision, la BCUC a rejeté la demande d'appliquer des tarifs timbre-poste et, par conséquent, les sociétés FortisBC Energy renonceront au regroupement.
- Suivant l'annonce de l'adoption par le gouvernement de la Colombie-Britannique du règlement sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre (« GES »), en vertu du *Clean Energy Act*, lequel est entré en vigueur en mai 2012, FEI a fait l'annonce d'un programme de financement incitatif qui encourage les exploitants de parcs de véhicules admissibles à acheter des véhicules fonctionnant au GNL. Le programme comprend des crédits pouvant atteindre 62 millions \$ sur plusieurs années destinés à compenser un pourcentage du coût en capital différentiel payé par les exploitants admissibles pour acheter des véhicules au GNL. Les demandeurs admissibles à ce programme sont des exploitants commerciaux de parcs de véhicules comme des camions lourds, des autobus, d'autres véhicules utilitaires et des navires. Ces incitatifs ont commencé à être attribués à la fin de 2012 et couvriront jusqu'à 75 % des coûts en capital différentiels admissibles. De plus, en vertu du règlement sur la réduction des émissions de GES, FEI investira jusqu'à 30 millions \$ sur les postes de ravitaillement en GNL et jusqu'à 12 millions \$ sur les postes de ravitaillement en GNC. En octobre 2012, la BCUC a approuvé le traitement tarifaire des dépenses précitées en vertu du règlement sur la réduction des émissions de GES.
- En décembre 2012, la BCUC a rendu sa décision dans le cadre de l'instance publique introduite en mai 2011, afin de déterminer si FEI peut fournir des services d'énergies renouvelables comme services publics réglementés et d'établir des lignes directrices qui encadreraient la prestation de ces services. La BCUC a déterminé que les services de ravitaillement en GNC et GNL sont réglementés lorsqu'ils sont rendus par une entreprise de services publics telle que FEI. La BCUC a toutefois recommandé que FEI confie de tels services dans l'avenir à une filiale non réglementée distincte, en excluant les dépenses permises en vertu du règlement sur la réduction des émissions de GES. Parallèlement, la BCUC a déterminé que les services de distribution de biométhane font partie de l'offre de services réglementés de FEI, mais que la propriété de tout système de transformation du biogaz sera établie au cas par cas. De plus, les systèmes énergétiques de quartier et autres systèmes de géo-échange sont également réglementés, et devraient continuer d'être confiés à la filiale de FEI, FAES, mais une dispense pourrait être demandée dans le cas des systèmes énergétiques de quartier pour les exclure de l'application de la réglementation. FEI se penche actuellement sur les conclusions de la décision et son incidence sur la prestation de ces services.

Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

Entreprises de services publics réglementés

Description sommaire	
FEI/FEVI/FEWI (suite)	<ul style="list-style-type: none">En novembre 2011, la BCUC a donné aux entreprises de services publics, incluant les sociétés de services publics d'électricité et de gaz FortisBC, un préavis leur signifiant qu'elle entamerait une instance générale sur le coût du capital au début de 2012. En février 2012, la BCUC a établi qu'une instance générale sur le coût du capital aurait lieu et, en avril 2012, a publié un document d'orientation définitif qui délimite les éléments qui seront étudiés. Les éléments étudiés lors de l'instance générale sur le coût du capital incluent : i) le coût du capital approprié pour une entreprise de services publics à faible risque de référence avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2013, qui comprend la structure du capital, le RCP et les intérêts sur la dette; ii) l'établissement d'un RCP de référence fondé sur une entreprise de services publics à faible risque de référence en vigueur du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2013 pour l'année de transition initiale; iii) l'utilité de revenir à un mécanisme d'ajustement automatique du RCP, lequel serait mis en œuvre le 1^{er} janvier 2014, ou, dans le cas contraire, la création d'un processus réglementaire futur pour revoir le RCP d'une entreprise de services publics à faible risque de référence après le 31 décembre 2013; iv) une méthode générale pour établir le coût du capital de chaque entreprise de services publics en regard du coût du capital d'une entreprise de services publics à faible risque de référence; v) une méthode pour établir une structure du capital présumée et un coût du capital présumé, tout particulièrement pour les entreprises de services publics sans dette envers des contreparties; et vi) pour les entreprises de services publics qui nécessitent un taux d'intérêt présumé, une méthode pour établir un mécanisme d'ajustement automatique du taux d'intérêt présumé et, si ce mécanisme n'est pas établi, un processus réglementaire futur sera créé pour déterminer comment le taux d'intérêt présumé serait ajusté après le 31 décembre 2013. La BCUC a également pris la décision d'ajouter une deuxième phase subséquente à l'instance générale sur le coût du capital afin d'établir le RCP autorisé et la structure du capital appropriés pour toutes les entreprises de services publics réglementés en Colombie-Britannique, une fois que l'entreprise de services publics utilisée comme point de référence sera désignée au cours de la première phase de l'instance générale sur le coût du capital. FEI a été désignée comme l'entreprise de services publics de référence. Les RCP autorisés et les structures du capital de FEVI, de FEWI et de FortisBC Electric seront établis pendant la deuxième phase de l'instance générale sur le coût du capital. L'audience publique à l'égard de la première étape d'une instance générale sur le coût du capital s'est tenue en décembre 2012. Une décision à cet égard pour l'entreprise de services publics de référence, FEI, est attendue mi-2013. En date du 1^{er} janvier 2013, comme l'a ordonné la BCUC en décembre 2012, le RCP autorisé et la structure du capital courants de FEI et de toutes les autres entités réglementées en Colombie-Britannique qui se basent sur l'entreprise de services publics de référence pour fixer leurs tarifs doivent être maintenus et considérés comme provisoires. Les conclusions de l'instance pourraient avoir une incidence importante sur les bénéfices des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric.FAES a déposé des demandes visant l'approbation de plusieurs projets d'énergie thermique. Ces projets et leur état actuel sont les suivants : i) Delta School District – l'approbation a été accordée par la BCUC; ii) Tsawwassen Springs Development – l'approbation a été accordée par la BCUC; iii) PCI Marine Gateway – l'approbation a été accordée par la BCUC pour les dépenses en immobilisations, mais les révisions de la conception tarifaire et des tarifs ne sont pas encore approuvées; iv) Telus Garden – l'approbation a été accordée par la BCUC pour les dépenses en immobilisations, mais les révisions de la conception tarifaire et des tarifs ne sont pas encore approuvées; et v) Kelowna District Energy System, le processus réglementaire est en cours et la décision de la BCUC est attendue au deuxième trimestre de 2013.
FortisBC Electric	<ul style="list-style-type: none">En août 2012, la BCUC a rendu sa décision concernant la demande relative aux besoins en revenus pour 2012–2013 de FortisBC Electric, son plan de dépenses en immobilisations pour 2012–2013 et son plan de réseau intégré (« PRI »). Le PRI comprenait le plan de ressources, le plan d'investissement à long terme et le plan de gestion de la demande à long terme de la société. Les besoins en revenus définitifs établis pour 2012 et 2013 reflètent un RCP autorisé et une structure du capital inchangés par rapport à 2011, en attendant l'issue de l'instance sur le coût en capital, qui pourrait avoir une incidence sur les tarifs de 2013. La décision comprenait une base tarifaire de mi-exercice prévue approuvée d'environ 1 112 millions \$ pour 2012 et de 1 173 millions \$ pour 2013. Dans sa décision, la BCUC a approuvé les comptes de report et le transfert des écarts entre la valeur réelle des produits tirés de l'électricité et des coûts de l'électricité achetée, et de ceux prévus aux fins de l'établissement des tarifs d'électricité facturés à la clientèle. Toutefois, la BCUC a refusé d'approuver le traitement des transferts des frais financiers. FortisBC Electric a demandé, et la BCUC a approuvé la demande, que l'augmentation provisoire remboursable de 1,5 % des tarifs facturés aux clients qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2012, suivant l'approbation de la BCUC en novembre 2011, soit maintenue pour le reste de 2012. La différence entre l'augmentation approuvée définitive de 0,6 % des tarifs facturés aux clients en 2012 et le report à titre de passif réglementaire en 2012 de l'augmentation provisoire des tarifs de 1,5 % a été approuvée, et l'augmentation sera utilisée en 2013 pour réduire la hausse des tarifs qui grimperont à 4,2 % à compter du 1^{er} janvier 2013. Les hausses tarifaires étaient imputables 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.En novembre 2011, FortisBC Electric a signé une entente portant sur l'achat de capacité de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta et l'a soumise à la BCUC. 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. En mai 2012, la BCUC a établi que l'entente signée était dans l'intérêt public et qu'une audience n'était pas nécessaire. La BCUC a accepté que l'entente soit déposée comme un contrat d'approvisionnement en énergie et a enjoint à FortisBC Electric d'élaborer une proposition de nivellement des tarifs dans le cadre d'une soumission distincte ou dans le cadre de sa prochaine demande relative aux besoins en revenus.En mars 2012, la BCUC a émis une ordonnance établissant un processus d'audience écrite afin d'examiner le caractère judicieux de dépenses en immobilisations d'environ 29 millions \$ engagées relativement au projet de source de distribution de Kettle Valley, lequel était pratiquement terminé en 2009. FortisBC Electric croit que les dépenses en immobilisations ont été engagées de manière prudente et, par conséquent, ne peut établir de manière raisonnable si de telles dépenses peuvent être rejetées de manière permanente de la base tarifaire et ne peut évaluer l'incidence financière de la décision qui sera rendue. Le processus d'audience écrite a pris fin en 2012 et une décision de la BCUC est attendue.En juillet 2012, FortisBC Electric a déposé sa demande relative à l'infrastructure de compteurs évolués (« ICE »), qui fait actuellement l'objet d'un examen par la BCUC et divers intervenants. Le projet ICE propose d'améliorer et de moderniser le réseau de FortisBC Electric en remplaçant ses compteurs à lecture manuelle par des compteurs évolués. Le projet ICE devrait coûter environ 48 millions \$ et prendre fin en 2015. En attendant l'issue de l'offre de FortisBC Electric d'acheter les actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna, comme il a été mentionné précédemment, FortisBC Electric a déposé une demande de modification conditionnelle visant une augmentation des dépenses en immobilisations relatives à l'ICE d'environ 4 millions \$.

Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

Entreprises de services publics réglementés

Description sommaire

Entreprises de services publics réglementés	Description sommaire
FortisBC Electric (suite)	<ul style="list-style-type: none"> En novembre 2012, FortisBC Electric a déposé une demande auprès de la BCUC visant l'approbation de l'acquisition par FortisBC Electric des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna qui servent actuellement environ 15 000 clients, pour un montant de près de 55 millions \$, et l'approbation de l'inclusion des actifs dans la base tarifaire de FortisBC Electric. FortisBC Electric fournit de l'électricité à la ville de Kelowna selon un tarif de gros et voit à l'exploitation et à la maintenance des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna en vertu d'un contrat depuis 2000. En mars 2013, la BCUC a approuvé la transaction et a déterminé que la valeur des actifs à être inclus dans la base tarifaire de FortisBC Electric serait d'environ 38 millions \$. FortisBC Electric évalue si elle ira de l'avant avec la transaction et doit confirmer son acceptation des conditions liées à l'approbation de la BCUC d'ici le 31 mars 2013.
FortisAlberta	<ul style="list-style-type: none"> En décembre 2011, l'AUC a publié sa décision relative à son instance générale sur le coût du capital pour 2011, qui établit le RCP autorisé à 8,75 % pour 2011 et 2012, et le RCP provisoire à 8,75 % pour 2013. La composante capitaux propres présumée de la structure du capital de FortisAlberta est demeurée à 41 %. En outre, l'AUC a conclu qu'elle ne retournera pas à une méthode d'ajustement automatique du RCP fondée sur une formule. Dans sa décision, l'AUC a donné des instructions sur le partage des coûts pour les actifs sous-utilisés qui, selon FortisAlberta et les autres entreprises de services publics, n'est pas correctement appliqué. Par conséquent, FortisAlberta et les autres entreprises de services publics ont déposé une demande de révision et de modification auprès de l'AUC. En juin 2012, l'AUC a décidé qu'elle n'autoriserait pas une révision et une modification de la décision, mais qu'elle examinerait la question dans le cadre de l'instance sur la cession d'actifs de services publics, qui a repris en novembre 2012. FortisAlberta et les autres entreprises de services publics ont également tenté d'en appeler de la décision sur les actifs sous-utilisés devant la Cour d'appel de l'Alberta et ont temporairement ajourné le processus judiciaire en attendant l'issue de l'instance de suivi de l'AUC. FortisAlberta participe pleinement à l'instance sur la cession d'actifs de services publics et a déposé des éléments de preuve sur les services publics de base et a retenu les services d'experts. L'instance sur la cession d'actifs de services publics devrait se poursuivre au cours du premier trimestre de 2013 et une décision est attendue au plus tard au deuxième trimestre de 2013. Toute décision rendue par l'AUC au sujet du traitement d'actifs sous-utilisés n'altère en rien le droit d'une entreprise de services publics de recouvrer, selon une possibilité raisonnable, le coût du capital et le droit de dégager un RCP raisonnable. En mars 2012, l'AUC a publié un bulletin portant sur le maintien des tarifs d'électricité réglementés. Le bulletin traitait de la lettre du gouvernement de l'Alberta demandant que les tarifs d'électricité réglementés soient maintenus jusqu'à ce que le gouvernement réponde aux recommandations du comité d'examen du marché de détail (le « comité »), annoncées en février 2012. Le mandat du comité comprenait l'examen des tarifs d'électricité par défaut facturés aux clients qui n'ont pas de service d'un détaillant. L'AUC a continué de traiter les demandes qui lui ont été soumises et peut approuver les demandes qui maintenaient les tarifs existants ou proposaient des réductions tarifaires; toutefois, l'AUC n'a pas rendu de décisions qui donnaient lieu à des hausses tarifaires. Les recommandations du comité ont été soumises à l'examen du ministre de l'Énergie de l'Alberta en septembre 2012. En janvier 2013, le gouvernement de l'Alberta a répondu aux recommandations du comité d'examen et, dans sa réponse, a demandé à l'AUC d'amorcer le processus de retrait des limites de hausse des tarifs d'électricité, lesquelles sont en vigueur depuis février 2012. En avril 2012, l'AUC a approuvé, pratiquement tel que déposé, un accord de règlement négocié portant sur les besoins en revenus de distribution de FortisAlberta pour 2012, ce qui a entraîné une hausse moyenne d'environ 5 % des tarifs de distribution facturés aux clients prenant effet le 1^{er} janvier 2012, laquelle avait déjà été approuvée de façon provisoire par l'AUC en décembre 2011. L'incidence cumulative de la décision rendue en 2012 à l'égard des besoins en revenus, qui était différente de celle prévue, a été comptabilisée au deuxième trimestre de 2012. L'augmentation des tarifs imposés aux clients est principalement attribuable aux investissements continus dans l'infrastructure énergétique, y compris l'augmentation des coûts de financement. L'accord de règlement négocié prévoit une base tarifaire de mi-exercice prévue de 2 025 millions \$ pour 2012. L'AUC n'a pas approuvé le maintien du report des écarts de volumes de transport liés au compte de report des charges de l'AESO de FortisAlberta pour 2012. Le report des écarts de volumes de transport a cependant été rétabli, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2013, conformément à la décision générale de l'AUC à l'égard de la réglementation relative à la TAR, comme il est mentionné ci-dessous. En juin 2012, l'AESO a déposé auprès de l'AUC une première demande portant sur une directive sur les contributions des clients (Customer Contribution Policy), puis une autre sur l'échelonnement des contributions (Amortized Construction Contribution Rider I). La première demande proposait une réduction du niveau des contributions à l'AESO que les clients du secteur du transport, y compris FortisAlberta, paieraient par rapport à celles versées par les propriétaires des installations de transport. La deuxième demande proposait que les clients du secteur du transport aient la possibilité de verser leurs contributions à l'AESO par versements échelonnés sur un certain nombre d'années, plutôt qu'en un seul paiement forfaitaire. En fait, c'est comme si les propriétaires des installations de transport finançaient les contributions à l'AESO. En décembre 2012, l'AUC a rendu une décision qui rejette les deux demandes et a ordonné à l'AESO de présenter ses propositions dans le cadre de sa prochaine demande tarifaire complète. Par conséquent, la directive actuelle sur les contributions et les modes de versement des contributions demeurent en vigueur. En juillet 2012, l'AUC a rendu une décision dans laquelle elle rejette une demande déposée par la Central Alberta Rural Electrification Association (« CAREA ») pour que la CAREA soit, à compter du 1^{er} janvier 2012, autorisée à servir tout nouveau client désirant obtenir de l'électricité aux fins d'utilisation sur une propriété chevauchant un secteur de service de la CAREA, et que FortisAlberta se limite à servir uniquement les clients de ce secteur qui ne reçoivent pas de service de la CAREA. La décision a confirmé que FortisAlberta est le principal fournisseur de services de distribution d'électricité dans son territoire de service, y compris la portion du territoire de service de la société qui chevauche le territoire de service de la CAREA. La CAREA n'a pas demandé l'autorisation d'en appeler de la décision et le délai d'appel est expiré. En septembre 2012, l'AUC a publié une décision générale relative à la TAR décrivant le cadre de TAR applicable aux entreprises de services de distribution en Alberta, y compris FortisAlberta, pendant une période de cinq ans qui a commencé le 1^{er} janvier 2013. Dans le cadre de la décision sur la réglementation relative à la TAR, une formule qui permet d'effectuer une estimation de l'inflation annuelle et tient compte d'hypothèses d'améliorations de productivité doit être utilisée par les entreprises de services publics de distribution afin de fixer les tarifs facturés à la clientèle sur une base annuelle. La décision sur la réglementation relative à la TAR soulève certaines préoccupations et de l'incertitude pour FortisAlberta concernant le traitement de certaines dépenses en immobilisations. Bien que la décision sur la réglementation relative à la TAR procure un mécanisme de suivi du capital pour le recouvrement de certaines dépenses en immobilisations, FortisAlberta a demandé des clarifications sur ce mécanisme dans le cadre de sa demande d'attestation de conformité requise déposée en novembre 2012 et de sa demande de révision et de modification actuellement examinée par l'AUC. FortisAlberta a aussi demandé l'autorisation d'en appeler de cette décision devant la Cour d'appel de l'Alberta. En décembre 2012, FortisAlberta a déposé pour 2013 une demande de suivi du capital auprès de l'AUC pour des catégories particulières de dépenses en immobilisations. En décembre 2012, l'AUC a rendu sa décision qui maintient les tarifs de distribution facturés aux clients en 2012 comme tarifs provisoires pour 2013, en attendant les décisions de l'AUC sur les demandes de FortisAlberta relatives à la conformité et au suivi du capital.

Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

Entreprises de services publics réglementés

Description sommaire

Entreprises de services publics réglementés	Description sommaire
FortisAlberta (suite)	<ul style="list-style-type: none">En mars 2013, l'AUC a publié des décisions approuvant, de manière provisoire, la demande d'attestation de conformité pratiquement telle que déposée et a rejeté la demande de révision et de modification. Dans le cadre de sa demande d'attestation de conformité, l'AUC a approuvé la hausse demandée de 1,71 % des tarifs de distribution facturés aux clients, à compter du 1^{er} janvier 2013, laquelle s'explique par les facteurs d'inflation et de productivité conformément à la décision sur la réglementation relative à la TAR. L'AUC a également approuvé les rajustements des tarifs de distribution facturés aux clients demandés pour tenir compte des coûts transférés. Compte tenu du volume de renseignements figurant dans les demandes de suivi du capital de 2013 déposées par les entreprises de services de distribution en Alberta, et de la complexité et de l'importance des questions en jeu, l'AUC a approuvé le recouvrement provisoire, par les entreprises de services publics, de 60 % des besoins en revenus demandés associés aux dépenses de suivi du capital de 2013. Pour FortisAlberta, l'AUC a donc approuvé un montant d'environ 14,5 millions \$ sur les 24 millions \$ de revenus demandés dans sa demande de suivi du capital de 2013. Les décisions finales à l'égard des demandes de suivi du capital de 2013 ne devraient pas être rendues avant la fin de 2013. FortisAlberta a déposé une deuxième demande d'attestation de conformité requise en mars 2013, qui comprenait des échelles tarifaires mises à jour, aux fins de l'approbation par l'AUC, pour les montants facturés aux clients à compter du 1^{er} avril 2013. La décision finale est attendue en 2013.En octobre 2012, l'AUC a entamé une instance générale relative au coût du capital afin : i) d'établir le RCP autorisé pour 2013; ii) de décider si un mécanisme d'ajustement automatique du RCP au moyen d'une formule doit être réinstauré; et iii) d'établir si la décision à l'égard de la réglementation relative à la TAR ou d'autres décisions requièrent un ajustement du RCP autorisé ou de la composante capitaux propres de la structure totale du capital pour tenir compte de tout changement dans les risques. L'AUC a récemment suspendu l'instance générale relative au coût du capital, en attendant l'issue de diverses demandes liées à la TAR et de l'instance sur la cession d'actifs de services publics. Cette instance devrait commencer plus tard en 2013.
Newfoundland Power	<ul style="list-style-type: none">En mars 2012, Newfoundland Power a déposé une demande relative au coût du capital auprès du PUB visant à faire cesser l'utilisation du mécanisme actuel d'ajustement automatique du RCP et à faire approuver un taux de rendement juste et raisonnable de la base tarifaire moyenne pour 2012. En juin 2012, le PUB a ordonné que le RCP autorisé pour 2012 soit haussé à 8,80 % par rapport à 8,38 % en 2011. Le PUB a également approuvé le report du recouvrement auprès des clients d'environ 2,5 millions \$ avant impôts, soit l'écart entre le RCP autorisé de 8,38 % actuellement pris en compte dans les tarifs d'électricité facturés aux clients en 2012 et le RCP autorisé approuvé définitif de 8,80 %.En octobre 2012, le PUB a approuvé le plan de dépenses en immobilisations pour 2013 de Newfoundland Power totalisant environ 82 millions \$, avant les contributions de la clientèle.Le 1^{er} juillet 2012, le PUB a approuvé une hausse moyenne globale de 6,6 % des tarifs d'électricité imposés à la clientèle de Newfoundland Power. L'augmentation de tarifs est surtout le résultat de l'application annuelle normale du plan de stabilisation tarifaire de Newfoundland Hydro. Les variations du coût du combustible utilisé pour produire l'électricité que Newfoundland Hydro vend à Newfoundland Power sont prises en compte et transférées aux clients par application du compte de stabilisation tarifaire de Newfoundland Power. L'application du compte de stabilisation tarifaire enregistre les écarts dans certains des coûts de Newfoundland Power, comme les coûts des régimes de retraite et de l'approvisionnement énergétique. L'augmentation des tarifs imposés à la clientèle mentionnée ci-dessus n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice de Newfoundland Power en 2012.En septembre 2012, Newfoundland Power a déposé une demande tarifaire générale pour établir les tarifs d'électricité à facturer aux clients et le coût du capital pour 2013-2014. Newfoundland Power propose une hausse moyenne globale des tarifs d'électricité facturés à la clientèle de 6 %, à compter du 1^{er} mars 2013. La société propose également le retrait de la formule d'ajustement automatique du RCP. L'audience publique sur la demande s'est terminée en février 2013.
Maritime Electric	<ul style="list-style-type: none">En février 2012, la Commission de l'Î.-P.-É. a publié un document de travail intitulé « Charting Our Electricity Future », qui présente les points de discussion sur lesquels la Commission de l'Î.-P.-É. devrait solliciter des avis par la voie d'un processus consultatif auprès des intervenants et du grand public. Maritime Electric a participé à des tribunes publiques et à des consultations des intervenants qui se sont tenues au début de 2012. En janvier 2013, la Commission de l'Î.-P.-É. a publié un rapport final contenant ses recommandations au gouvernement de l'Î.-P.-É., incluant ce qui suit : i) Maritime Electric devrait continuer d'exercer ses activités à titre de principale entreprise de services publics d'électricité de l'Î.-P.-É.; cependant, la PEI Energy Corporation devrait faire l'acquisition des actifs de production de Maritime Electric sur une période raisonnable, ce qui réduirait ainsi la base tarifaire et les capitaux propres de l'entreprise de services publics; ii) la composante capitaux propres de la structure du capital de Maritime Electric devrait se situer à au moins 35 % et à au plus 40 % de la structure du capital totale; iii) le modèle réglementaire actuel fondé sur le coût du service devrait être conservé, mais le respect des dispositions de la loi <i>Electric Power Act</i> (Î.-P.-É.) devrait relever d'une nouvelle commission réunissant trois personnes qui traitera uniquement de la réglementation et de la surveillance des entreprises de services publics d'électricité et exercera ses activités indépendamment de l'IRAC; iv) un représentant des consommateurs d'électricité devrait être nommé pour faciliter la participation des parties intéressées aux audiences réglementaires; v) le gouvernement de l'Î.-P.-É. devrait assumer la responsabilité du financement des coûts différentiels reportés existants de 47,5 millions \$ engagés par Maritime Electric pour acheter de l'énergie de remplacement pendant la remise en état de la centrale nucléaire Point Lepreau (« centrale Point Lepreau ») au Nouveau-Brunswick; vi) une nouvelle interconnexion par câble devrait immédiatement être établie avec le Nouveau-Brunswick, le gouvernement de l'Î.-P.-É. devant en être propriétaire; et vii) Maritime Electric devrait reprendre la responsabilité du plan de gestion de la demande, qui relève actuellement du gouvernement de l'Î.-P.-É.En mars 2012, Maritime Electric a obtenu une approbation réglementaire pour le report, aux fins du remboursement aux clients dans une période future à déterminer, de réductions d'impôts liées à l'amendement des déclarations d'impôt sur les bénéfices produites par la société pour les années d'imposition 2007 à 2010. Selon les déclarations amendées, certains coûts sont considérés comme passés en charges alors qu'ils avaient été antérieurement capitalisés aux fins fiscales.La loi <i>Accord Continuation Act</i>, qui a été promulguée en décembre 2012, établit les données, les taux et autres modalités pour le maintien de l'accord énergétique de l'Î.-P.-É. (l'« accord ») pour une période additionnelle de trois ans du 1^{er} mars 2013 au 29 février 2016. Pour la période de trois ans, les coûts de l'électricité pour les clients résidentiels types augmentent de 2,2 % annuellement, et le RCP autorisé de Maritime Electric a été plafonné à 9,75 % pour chaque année. En vertu de l'<i>Accord Continuation Act</i> et de l'accord, le gouvernement de l'Î.-P.-É. a assumé, à compter du 1^{er} mars 2011, la responsabilité du coût différentiel de l'énergie de remplacement et des coûts mensuels d'exploitation et de maintenance liés à la remise en état de la centrale Point Lepreau, qui a pris fin à l'automne 2012.En décembre 2012, la demande relative au budget d'investissement de Maritime Electric pour 2013, qui s'établissait à environ 26 millions \$, avant les contributions de la clientèle, a été approuvée, telle que déposée, à l'exception d'un montant d'environ 1 million \$ relativement aux travaux préparatoires à la construction d'une troisième interconnexion par câble sous-marin, qui a été reportée pour un examen plus approfondi par l'IRAC.

Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

Entreprises de services publics réglementés

Description sommaire

Entreprises de services publics réglementés	Description sommaire
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. Au premier trimestre de 2012, 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 avec prise d'effet le 1^{er} mai 2012. Le mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération a maintenu le RCP autorisé à 8,01 % pour 2012. En avril 2012, la CEO a rendu ses décisions et ordonnances finales à l'égard des tarifs imposés à la clientèle à compter du 1^{er} mai 2012 pour les activités d'exploitation de FortisOntario à Fort Erie, Gananoque et Port Colborne. Ces décisions et ordonnances ont entraîné une baisse moyenne de 3,1 % des tarifs facturés aux clients résidentiels de Fort Erie, une hausse moyenne de 0,6 % des tarifs facturés aux clients résidentiels de Gananoque et une baisse moyenne de 4,6 % des tarifs facturés aux clients résidentiels de Port Colborne. Les changements de tarifs ci-dessus sont principalement attribuables aux avenants tarifaires liés aux comptes de report réglementaires et au financement des compteurs intelligents. 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 alors en cours, au prix de l'option d'achat d'environ 7 millions \$ le 15 avril 2012. La transaction a consisté en la vente des actifs restants de Port Colborne Hydro à FortisOntario. La transaction a été approuvée par la CEO en mars 2012 et a été conclue le 16 avril 2012. En mars 2012, la CEO a rendu sa décision quant à la demande d'établissement des tarifs de distribution d'électricité imposés aux clients d'Algoma Power aux termes du mécanisme tarifaire de troisième génération, à compter du 1^{er} janvier 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 \$. Le RCP autorisé d'Algoma Power a été maintenu à 9,85 % pour 2012. En mai 2012, FortisOntario a déposé une demande à l'égard du coût du service pour les tarifs de distribution d'électricité de Fort Erie, de Port Colborne et de Gananoque, devant prendre effet le 1^{er} janvier 2013, en s'appuyant sur 2013 comme année témoin future. La demande proposait un RCP autorisé de 9,12 % sur une composante capitaux propres présumée de la structure du capital de 40 %. En plus de la mise à jour du coût du service, la demande portait sur l'intégration des coûts des compteurs intelligents dans la base tarifaire et la récupération des actifs sous-utilisés liés aux compteurs traditionnels et comprenait un avenant tarifaire pour tenir compte des coûts additionnels qui devraient être engagés pour les compteurs intelligents d'ici la fin de 2012. En septembre 2012, un accord de règlement négocié relatif à la demande à l'égard du coût du service, qui a été approuvée en novembre 2012 telle que déposée, a été conclu, et le RCP autorisé pour 2013, déterminé selon la formule d'ajustement automatique du RCP, a été établi à 8,93 %, en baisse par rapport au RCP de 9,12 % estimé dans la demande à l'égard du coût du service. En novembre 2012, la CEO a également déterminé qu'il n'est pas obligatoire que la majeure partie du report réglementaire lié aux impôts sur les bénéfices de 1 million \$ soit remboursée aux clients. Les résultats des décisions ci-dessus, y compris l'incidence de la diminution du RCP autorisé, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2013, ont entraîné une hausse moyenne de 6,8 % des tarifs facturés aux clients résidentiels de Fort Erie, une hausse moyenne de 5,9 % des tarifs facturés aux clients résidentiels de Gananoque et une hausse moyenne de 7,4 % des tarifs facturés aux clients résidentiels de Port Colborne. En octobre 2012, Algoma Power a déposé une demande pour les tarifs d'électricité imposés à la clientèle aux termes du mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2013. La demande a été préparée conformément à la décision de la CEO relative à la demande de tarifs de l'entreprise de services publics pour 2012; la demande de tarifs pour 2013 a toutefois été complexe en raison de l'exigence de sortir les coûts des compteurs intelligents. Étant donné que les tarifs de distribution imposés à la clientèle résidentielle d'Algoma Power sont régis par un organisme de réglementation distinct, le recouvrement des investissements liés aux compteurs intelligents aura une incidence sur la détermination de la capitalisation dans le cadre du programme de PTRE pour 2013. La CEO a prévu une audience écrite à l'égard de la demande. En décembre 2012, la CEO a émis une ordonnance établissant les tarifs facturés aux clients pour 2012 à titre de tarifs provisoires pour 2013 pour Algoma Power, en attendant une décision finale sur les tarifs facturés aux clients pour 2013.
Caribbean Utilities	<ul style="list-style-type: none"> En avril 2012, l'ERA a approuvé le plan d'investissement en immobilisations (« PII ») de Caribbean Utilities pour 2012–2016, dont 122 millions \$ US pour des installations autres que de production. Le PII pour 2012–2016 tient compte du certificat de nécessité déposé auprès de l'ERA en novembre 2011. Six soumissionnaires qualifiés, dont Caribbean Utilities, ont reçu l'appel d'offres de l'ERA pour l'installation des nouvelles unités de production. Caribbean Utilities a soumis sa proposition en juillet 2012. En février 2013, l'ERA a octroyé le contrat de construction, d'installation et d'exploitation de deux nouvelles unités de production de 18 MW à un tiers. Caribbean Utilities entreprendra les négociations devant mener à la conclusion d'un CAÉ à long terme avec le tiers. Le PII proposé pour 2013–2017, qui prévoit au total environ 125 millions \$ US de dépenses pour des installations autres que de production, a été soumis à l'approbation de l'ERA en octobre 2012. En mars 2012, l'ERA a approuvé la création de la filiale en propriété exclusive de Caribbean Utilities, DataLink Ltd. (« Datalink »). Par la suite, l'Information and Communications Technology Authority (« ICTA ») a accordé à Datalink une licence d'une durée de 15 ans venant à échéance en mars 2027 lui permettant de fournir une infrastructure de fibres optiques et d'autres services de technologies de l'information et de communications sur l'île Grand Caïman. La licence délivrée par l'ICTA permet à Datalink d'assumer l'entière responsabilité des ententes existantes de raccordement aux poteaux et du contrat de location de fibres optiques, conclus entre Caribbean Utilities et des fournisseurs indépendants de services de technologies de l'information et de communications. La réattribution des ententes existantes a été achevée en 2012. L'ERA a approuvé les ententes signées de gestion et de maintenance, de raccordement aux poteaux et de location de fibres optiques conclues entre Caribbean Utilities et DataLink. En août 2011, la société a lancé un processus d'appel d'offres visant à obtenir 13 MW de capacité de production d'énergie renouvelable non garantie, qui a été suivi par des négociations intenses avec les deux meilleurs soumissionnaires. Les propositions examinées sont deux centrales solaires photovoltaïques de 5 MW et un projet de parc éolien à petite échelle de 3 MW. Une entente a été conclue avec l'un des soumissionnaires sur les modalités principales et les étapes clés visant l'exécution d'un CAÉ liant les parties, sous réserve d'une approbation réglementaire. Caribbean Utilities prévoit s'entendre sur des modalités similaires avec le deuxième soumissionnaire au premier semestre de 2013. Aux termes de ces ententes, Caribbean Utilities prévoit acheter à des prix concurrentiels de l'énergie renouvelable produite par de grandes installations de production d'énergie renouvelable d'ici la fin de 2014. Le 1^{er} juin 2012, suivant l'examen et l'approbation par l'ERA, les tarifs de base de l'électricité facturés à la clientèle de Caribbean Utilities ont augmenté de 0,7 % en raison de variations survenues dans les indices des prix à la consommation applicables et dans le RAB atteint de la société pour 2011.

Principales décisions et demandes réglementaires (suite)

Entreprises de services publics réglementés

Entreprises de services publics réglementés	Description sommaire
Fortis Turks and Caicos	<ul style="list-style-type: none"> En février 2012, le gouvernement provisoire des îles Turks et Caicos (le « gouvernement provisoire ») a approuvé une hausse d'environ 26 % des tarifs d'électricité pour les grands hôtels qui sont clients de FortisTCl, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2012. En outre, d'autres améliorations qualitatives ont aussi été apportées à la franchise, notamment : i) formulation améliorée de la réglementation sur les tarifs d'électricité; ii) approbation de la hausse des seuils de consommation en kilowattheures pour les moyens et grands hôtels; iii) agrandissement du territoire de service, à l'aide de nouvelles licences de 25 ans émises en fonction du territoire agrandi, de manière à couvrir toutes les îles Turks et Caicos, à l'exception des secteurs actuellement desservis par les licences de fournisseurs privés; et iv) arrêt du subventionnement gouvernemental des activités d'exploitation de l'entreprise sur l'île South Caicos. En avril 2012, FortisTCl a signé une entente d'acquisition des lampadaires avec le gouvernement provisoire, selon laquelle la propriété, l'installation et la maintenance de tous les lampadaires du territoire de service de l'entreprise de services publics ont été transférées à FortisTCl. 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 pour le compte du gouvernement provisoire. En janvier 2012, FortisTCl 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, FortisTCl 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. Les négociations entre FortisTCl et le gouvernement provisoire ont eu lieu au cours du troisième trimestre de 2012, FortisTCl ayant présenté un nouveau projet de cadre réglementaire au gouvernement provisoire. Le gouvernement provisoire a confié à un consultant indépendant le soin d'analyser la proposition et de soumettre des recommandations. Aucune entente n'a été conclue avec le gouvernement provisoire; toutefois, la direction s'attend à poursuivre le dialogue portant sur la réforme de la réglementation avec le gouvernement nouvellement élu. En mars 2013, les entreprises de services publics de Fortis Turks and Caicos ont procédé au dépôt réglementaire annuel pour 2012, qui décrit le rendement en 2012. Le dépôt comprenait, conformément aux licences des entreprises de services publics, les calculs de la base tarifaire de 195 millions \$ US pour 2012 et d'un manque à gagner cumulatif sur le bénéfice autorisé de 105 millions \$ US au 31 décembre 2012.

SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Le tableau qui suit présente les principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2012 et le 31 décembre 2011.

Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2012 et le 31 décembre 2011

Compte du bilan	Augmentation (diminution) (en millions \$)	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie	67	L'augmentation est principalement attribuable à l'encaisse détenue par FortisAlberta provenant du placement de titres de créance de 125 millions \$ de la société en octobre 2012.
Débiteurs	(51)	La diminution est principalement attribuable i) aux sociétés FortisBC Energy, en raison du recul du coût du gaz naturel pris en compte dans les tarifs imposés et à la baisse des volumes de ventes par suite des températures plus chaudes et ii) à FortisAlberta, sous l'effet de la baisse des avenants tarifaires et d'une modification de la facturation des détaillants, qui est passée de mensuelle à hebdomadaire.
Actifs réglementaires à court et à long terme	82	L'augmentation découle principalement i) de la hausse des impôts reportés réglementaires, ii) de l'augmentation des coûts des avantages sociaux futurs reportés réglementaires attribuable à Newfoundland Power et iii) d'un accroissement du report de divers autres coûts, comme le permettent les organismes de réglementation, notamment des sociétés FortisBC Energy. L'augmentation a été en partie contrebalancée par i) un montant d'environ 76 millions \$ associé au report de la variation de la juste valeur marchande des dérivés sur gaz naturel pour les sociétés FortisBC Energy et ii) le recouvrement d'environ 44 millions \$ dans le compte de report des charges de l'AESO pour FortisAlberta.
Immobilisations de services publics	605	L'augmentation est essentiellement liée au montant de 1 053 millions \$ investi dans des réseaux de gaz et d'électricité, en partie contrebalancé par l'amortissement et les contributions de la clientèle au cours de 2012.
Biens productifs	32	L'augmentation est principalement liée aux dépenses en immobilisations de 35 millions \$ et à l'acquisition du StationPark Hotel en octobre 2012 pour un montant d'environ 13 millions \$, contrebalancées en partie par l'amortissement pour 2012.
Créditeurs et autres passifs à court terme	(11)	La diminution est imputable surtout aux facteurs suivants : i) variation de 76 millions \$ de la juste valeur marchande des dérivés sur gaz naturel pour les sociétés FortisBC Energy; ii) baisse des montants à payer pour le gaz naturel acheté pour les sociétés FortisBC Energy, en raison de la diminution des volumes et iii) diminution des débiteurs pour la société Waneta associée au calendrier des paiements liés à la construction de l'Expansion Waneta. Les baisses mentionnées ci-dessus ont été partiellement compensées par une hausse des créditeurs liés aux projets de raccordement au réseau et au calendrier des paiements des coûts de transport à l'AESO pour FortisAlberta et par le reclassement des passifs d'impôts associés à l'impôt de la partie VI.1 inclus dans le poste Autres passifs à long terme.

Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2012 et le 31 décembre 2011 (suite)

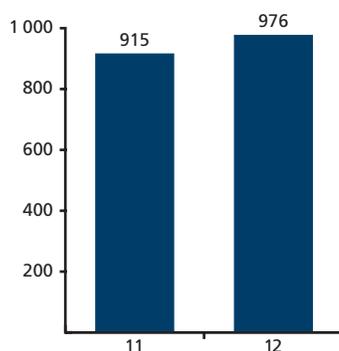
Compte du bilan	Augmentation (diminution) (en millions \$)	Explication
Passifs réglementaires à court et à long terme	90	L'augmentation est principalement attribuable à un accroissement du report des charges de l'AESO pour FortisAlberta et à une hausse générale des passifs réglementaires aux sociétés FortisBC Energy. La hausse enregistrée pour les sociétés FortisBC Energy découle essentiellement i) de l'établissement d'une provision pour coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à compter du 1 ^{er} janvier 2012, ii) d'une hausse dans le compte de report pour les produits excédentaires, reflet des montants recouverts dans les tarifs facturés à la clientèle qui dépassent le coût de fourniture du service pour FEVI en 2012 et iii) une hausse du compte de redressement du coût des activités médianes, les montants recouverts auprès des clients ayant dépassé les coûts réels des activités médianes de livraison du gaz en 2012.
Autres passifs	58	L'augmentation est principalement attribuable à l'augmentation des passifs des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR par suite des pertes actuarielles comptabilisées en raison de la diminution des taux d'actualisation au 31 décembre 2012, contrebalancée partiellement par le reclassement des passifs d'impôts liés à l'impôt de la partie VI.1 dans les passifs à court terme.
Passifs d'impôts reportés à court et à long terme	44	L'augmentation découle des écarts fiscaux temporaires liés principalement aux dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés.
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an)	112	L'augmentation découle essentiellement : i) des débentures non garanties à 3,98 %, 40 ans, d'un capital de 125 millions \$ émises par FortisAlberta en octobre 2012, en appui principalement à son programme d'investissement et ii) des emprunts plus élevés sur la facilité de crédit confirmée contractés par la Société, FortisBC Electric et Newfoundland Power, en partie contrebalancés par le remboursement des emprunts sur la facilité de crédit confirmée de FortisAlberta. L'augmentation mentionnée ci-dessus a été en partie contrebalancée par des remboursements réguliers sur la dette par Fortis Properties, Caribbean Utilities, FortisBC Electric et les sociétés FortisBC Energy.
Capitaux propres	365	L'augmentation découle du placement d'actions privilégiées de 200 millions \$ réalisé en novembre 2012. Le reste de l'augmentation se rapporte principalement au bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires en 2012, diminué des dividendes sur actions ordinaires, et à l'émission d'actions ordinaires en vertu surtout du régime de réinvestissement des dividendes et d'options sur actions de la Société.
Participations ne donnant pas le contrôle	102	L'augmentation est attribuable aux avances provenant de la participation ne donnant pas le contrôle de 49 % dans la société Waneta et à un investissement en titres de capitaux propres d'environ 12 millions \$, ou 15 %, par deux bandes des Premières nations dans l'installation de stockage de GNL sur l'île de Vancouver.

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 2012 par rapport à 2011, et est suivi d'une analyse de la nature des écarts dans les flux de trésorerie d'un exercice à l'autre.

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



Sommaire des flux de trésorerie consolidés

Exercices clos les 31 décembre
(en millions \$)

	2012	2011	Écart
Trésorerie au début de la période	87	107	(20)
Flux de trésorerie liés à ce qui suit :			
Activités d'exploitation	976	915	61
Activités d'investissement	(1 080)	(1 115)	35
Activités de financement	171	180	(9)
Trésorerie à la fin de la période	154	87	67

Activités d'exploitation : Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation en 2012 ont enregistré une hausse de 61 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice 2011. La hausse s'explique surtout par l'augmentation des bénéfices et le recouvrement auprès de la clientèle de l'amortissement accru approuvé par les organismes de réglementation, neutralisés en partie par les variations défavorables du fonds de roulement. Les variations défavorables du fonds de roulement qui sont attribuables aux stocks, aux créditeurs et autres passifs à court terme, et aux comptes de report réglementaires courants, ont été en partie contrebalancées par les variations favorables des débiteurs.

Activités d'investissement : Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2012 ont diminué de 35 millions \$ en regard de ceux de l'exercice 2011. La diminution est surtout imputable aux facteurs suivants : i) un paiement reporté de 52 millions \$ effectué en décembre 2011, en vertu d'une entente, relativement à l'acquisition de FEVI par FHI en 2002, lequel a accru les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2011; ii) une réduction des dépenses en immobilisations; et iii) une réduction des flux de trésorerie affectés aux acquisitions d'entreprises. La baisse des dépenses en immobilisations est principalement attribuable à l'achèvement du projet d'amélioration du service à la clientèle par FEI au début de 2012, à la suspension des dépenses d'immobilisations de FortisBC Electric en 2012 en attendant la réception de l'approbation des besoins en revenus pour 2012–2013 et à l'expropriation de Belize Electricity qui a amené l'arrêt de la comptabilisation des résultats de cette entreprise de services publics selon la méthode de la consolidation, avec prise d'effet le 20 juin 2011. Ces diminutions ont été partiellement contrebalancées par une augmentation des dépenses en immobilisations de FortisAlberta, en raison des branchements de nouveaux clients attribuables à la forte croissance économique de l'Alberta, et par une augmentation des dépenses en immobilisations relatives à l'Expansion Waneta. La réduction des flux de trésorerie affectés aux acquisitions d'entreprises s'explique par le fait que l'acquisition du Hilton Suites Hotel a été faite en octobre 2011 en contrepartie de 25 millions \$, alors que i) l'acquisition du StationPark Hotel a été faite en octobre 2012 en contrepartie de 7 millions \$, déduction faite de la dette prise en charge; ii) l'acquisition de TCU a été faite en août 2012 en contrepartie de 8 millions \$ (8 millions \$ US), déduction faite de la dette prise en charge; et iii) l'acquisition des actifs de distribution d'électricité de la ville de Port Colborne a été faite en avril 2012 en contrepartie de 7 millions \$. Les diminutions indiquées ci-dessus des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont été partiellement contrebalancées par un produit moins élevé tiré de la vente d'immobilisations de services publics. En octobre 2011, Newfoundland Power a vendu des poteaux à utilisation conjointe et l'infrastructure connexe à Bell Aliant pour 45 millions \$, déduction faite des coûts.

Activités de financement : En 2012, les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont été inférieurs de 9 millions \$ à ceux de 2011. La diminution est surtout imputable aux facteurs suivants : i) produit moins élevé tiré de l'émission d'actions ordinaires, ii) baisse du produit tiré des émissions de titres de créance à long terme, iii) remboursements plus élevés sur la dette à long terme, iv) augmentation des dividendes versés sur les actions ordinaires et v) frais d'émission relatifs au placement de reçus de souscription en juin 2012. Les éléments ci-dessus ont été partiellement contrebalancés par les facteurs suivants : i) augmentation des emprunts nets sur les facilités de crédit confirmées classés comme étant à long terme, ii) produit tiré de l'émission d'actions privilégiées en novembre 2012, iii) baisse des remboursements nets sur les emprunts à court terme et iv) avances plus élevées provenant des participations ne donnant pas le contrôle dans la société Waneta.

Les remboursements nets d'emprunts à court terme ont été de 22 millions \$ en 2012, en comparaison de 198 millions \$ en 2011. Cette diminution est attribuable aux sociétés FortisBC Energy, à Maritime Electric et à Caribbean Utilities.

Le produit des émissions 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 les obligations financières, et les (remboursements) emprunts nets sur les facilités de crédit confirmées pour 2012, en regard de ceux de 2011, 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 \$)

	2012	2011	Écart
Sociétés FortisBC Energy	–	100 ¹⁾	(100)
FortisAlberta	124 ²⁾	123 ³⁾	1
Maritime Electric	–	30 ⁴⁾	(30)
FortisOntario	–	52 ⁵⁾	(52)
Caribbean Utilities	–	38 ⁶⁾	(38)
Total	124	343	(219)

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 des emprunts à court terme sur la facilité de crédit.

²⁾ Émission, en octobre 2012, de débetures non garanties à 3,98 %, 40 ans, d'un capital de 125 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit confirmée, pour financer les dépenses en immobilisations futures et pour répondre aux besoins généraux de la société.

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 des emprunts sur la facilité de crédit confirmée et aux fins générales de la société.

⁴⁾ 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 des emprunts à court terme sur la facilité de crédit.

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

⁶⁾ 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.

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

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2012	2011	Écart
Sociétés FortisBC Energy	(20)	(4)	(16)
FortisBC Electric	(16)	–	(16)
Newfoundland Power	(5)	(5)	–
Caribbean Utilities	(16)	(15)	(1)
Fortis Properties	(28)	(8)	(20)
Autres	(3)	(8)	5
Total	(88)	(40)	(48)

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

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2012	2011	Écart
FortisAlberta	(29)	6	(35)
FortisBC Electric	26	9	17
Newfoundland Power	22	5	17
Siège social	52	(165)	217
Total	71	(145)	216

Les emprunts effectués par les entreprises de services publics sur les facilités de crédit sont principalement destinés à leurs programmes d'investissement respectifs ou à leurs besoins en 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 93 millions \$ et d'environ 84 millions \$ ont été reçues des participations ne donnant pas le contrôle respectivement en 2012 et 2011 dans la société Waneta pour le financement des dépenses en immobilisations relatives à l'Expansion Waneta.

En novembre 2012, Fortis a émis auprès du public 8 millions d'actions privilégiées de premier rang, série J, d'un capital de 200 millions \$. Le produit net d'environ 194 millions \$ a été affecté au remboursement des emprunts faits sur la facilité de crédit confirmée de la Société, emprunts qui ont été souscrits principalement pour soutenir la construction de l'Expansion Waneta, et pour répondre aux divers besoins généraux de la Société.

En juin 2011, Fortis a émis auprès du public 9,1 millions d'actions ordinaires, pour un produit brut d'environ 300 millions \$. En juillet 2011, 1,24 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 327 millions \$ de l'émission d'actions ordinaires a été en grande partie affecté au remboursement des emprunts faits sur les facilités de crédit, au soutien de la construction de l'Expansion Waneta et à divers besoins généraux de la Société.

Fortis a également reçu des produits de 24 millions \$ en 2012 et de 18 millions \$ en 2011, déduction faite des dividendes réinvestis dans les actions ordinaires, liés aux actions ordinaires émises aux termes des régimes d'options sur actions et de rachat d'actions.

Les dividendes versés sur les actions ordinaires en 2012 se sont établis à 170 millions \$, déduction faite des dividendes réinvestis de 58 millions \$, comparativement à 151 millions \$, déduction faite des dividendes réinvestis de 59 millions \$, versés en 2011. L'augmentation des dividendes versés est attribuable à la hausse du dividende annuel versé par action ordinaire et à un accroissement du nombre d'actions ordinaires en circulation. Le dividende versé par action ordinaire a été de 1,20 \$ en 2012, contre 1,16 \$ en 2011. En 2012, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation était de 190,0 millions et en 2011, de 181,6 millions.

Obligations contractuelles

Le tableau qui suit présente, au 31 décembre 2012, 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 2012 (en millions \$)	Total	À moins de 1 an	De 1 an à 2 ans	De 2 à 3 ans	De 3 à 4 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dettes à long terme	5 900	117	690	187	291	81	4 534
Prêt gouvernemental ¹⁾	29	4	10	10	5	–	–
Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières ²⁾	2 593	48	49	49	50	52	2 345
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme	6 682	355	344	311	297	271	5 104
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz ³⁾	249	207	42	–	–	–	–
Obligations d'achat d'électricité							
FortisBC Electric ⁴⁾	34	13	7	6	5	3	–
FortisOntario ⁵⁾	360	48	49	50	52	53	108
Maritime Electric ⁶⁾	140	38	40	40	8	1	13
Coût en capital ⁷⁾	446	17	18	18	18	17	358
Obligations liées aux contrats de location-exploitation ⁸⁾	26	5	4	3	3	3	8
Billet de la société Waneta ⁹⁾	72	–	–	–	–	–	72
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés ¹⁰⁾	62	4	3	3	3	3	46
Cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées ¹¹⁾	82	38	16	12	12	1	3
Obligations au titre du régime d'unités d'actions liées au rendement (« UAR ») ¹²⁾	6	2	2	2	–	–	–
Autres ¹³⁾	7	2	1	–	–	–	4
Total	16 688	898	1 275	691	744	485	12 595

¹⁾ Au cours des exercices antérieurs, FEVI a bénéficié de prêts sans intérêt du gouvernement fédéral du Canada et du gouvernement de la Colombie-Britannique, de respectivement 50 millions \$ et 25 millions \$, pour la construction et l'exploitation du pipeline de gaz naturel de l'île de Vancouver. Tel qu'il a été approuvé par la BCUC, ces prêts ont été comptabilisés en tant que subventions gouvernementales et portés en réduction des montants constatés comme immobilisations de services publics. 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.

²⁾ Comprend les remboursements de capital, des intérêts implicites et des frais accessoires principalement liés au contrat d'achat d'électricité Brilliant et au poste de transformation Brilliant de FortisBC Electric.

³⁾ Les obligations liées aux contrats d'achat de gaz se rapportent à divers contrats d'achat de gaz des sociétés FortisBC Energy et sont basées sur les prix du marché, lesquels varient en fonction des indices des prix de gaz naturel. Les obligations comprennent les paiements bruts au comptant liés aux dérivés sur gaz naturel des sociétés FortisBC Energy. Les montants indiqués reflètent les prix des indices qui étaient en vigueur au 31 décembre 2012.

⁴⁾ Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC Electric comprennent le CAÉ conclu avec BC Hydro, les contrats d'achat de capacité conclus avec Powerex Corp. (« Powerex ») et un contrat d'achat de capacité et d'énergie conclu avec Brilliant Expansion Power Corporation (« Brilliant »).

Le CAÉ conclu avec BC Hydro, qui expirera en 2013, prévoit la fourniture d'un maximum de 200 MW, mais comporte une disposition d'achat ferme fondée sur un cycle de cinq ans de renouvellement des exigences de capacité de production.

En 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. La capacité achetée aux termes du contrat n'est pas liée à une centrale en particulier.

En novembre 2012, FortisBC Electric a conclu un contrat d'achat de capacité et d'énergie de janvier 2013 à décembre 2017 auprès de CPC agissant pour le compte de Brilliant. Le contrat a été accepté par la BCUC en décembre 2012.

En novembre 2011, FortisBC Electric a signé l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta. La BCUC a d'abord accepté le dépôt de l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta 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'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta devrait être d'environ 2,9 milliards \$. La version signée de l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta a été soumise à la BCUC en novembre 2011. En mai 2012, la BCUC a établi que l'entente signée était dans l'intérêt public et qu'une audience n'était pas nécessaire. La BCUC a accepté que l'entente soit déposée comme un contrat d'approvisionnement en énergie et a enjoint à FortisBC Electric d'élaborer une proposition de nivellement des tarifs dans le cadre d'une soumission distincte ou dans le cadre de sa prochaine demande relative aux besoins en revenus. Le montant de l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta 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.

- ⁵⁾ Les obligations d'achat d'électricité de FortisOntario comprennent principalement deux contrats d'achat ferme à long terme entre Cornwall Electric et Marketing d'énergie Hydro-Québec Inc. pour la fourniture d'électricité et de capacité. Le premier contrat prévoit la fourniture d'environ 237 GWh d'énergie par année et jusqu'à 45 MW de capacité en tout temps. Le deuxième contrat, qui vise à combler le reste des besoins d'énergie de Cornwall Electric, prévoit la fourniture de 100 MW de capacité et d'énergie, et la fourniture d'au moins 300 GWh d'énergie par année de contrat. Les deux contrats arrivent à échéance en décembre 2019.
- ⁶⁾ Maritime Electric détient deux contrats d'achat ferme d'énergie ou de capacité. En 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 contrat comprend une tarification fixe pour toute la durée du contrat de cinq ans. 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.
- ⁷⁾ Maritime Electric a droit à environ 4,7 % de la production de Point Lepreau pendant la durée de vie de celle-ci. En contrepartie de sa participation, Maritime Electric doit payer sa part du coût en capital et des frais d'exploitation de ces centrales.
- ⁸⁾ 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.
- ⁹⁾ 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. Le montant est présenté d'après des flux de trésorerie bruts. Le billet a été comptabilisé dans les autres passifs à long terme, selon sa valeur actuelle nette actualisée de 47 millions \$ au 31 décembre 2012.
- ¹⁰⁾ FortisAlberta et une entreprise albertaine de services de transport d'électricité ont signé une convention d'interconnexion du réseau de transport de cette entreprise et du réseau de distribution de FortisAlberta. Les modalités d'expiration de cette entente prévoient qu'elle demeurera en vigueur jusqu'à ce que FortisAlberta ne soit plus connectée à ce réseau de transport. En raison de la durée indéfinie de cette convention, le calcul des paiements futurs après 2017 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. FortisAlberta a donné l'avis de résiliation des ententes sur les services partagés requis, avec prise d'effet le 31 décembre 2013.

- ¹¹⁾ Les cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées consolidées incluent les montants pour services rendus au cours de la période 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 2012 et 2013 – Sociétés FortisBC Energy (régimes des employés non syndiqués)

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

31 décembre 2013 – FortisBC Electric

31 décembre 2014 – Newfoundland Power

L'estimation des cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées inclut l'incidence de l'évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2011, achevée en avril 2012, associée au régime de retraite à prestations déterminées de Newfoundland Power. Par suite de l'évaluation, Newfoundland Power est tenue de capitaliser un déficit de solvabilité d'environ 53 millions \$, y compris les intérêts, sur cinq ans à compter de 2012, comme le montre le tableau sur les obligations contractuelles ci-dessus. La société a respecté son obligation de capitalisation annuelle du déficit de solvabilité pour 2012 au deuxième trimestre de 2012. L'augmentation des cotisations de capitalisation devrait être recouvrée auprès de la clientèle dans les tarifs futurs.

¹²⁾ Le règlement des UAR en cours au 31 décembre 2012, qui ont été attribuées en 2010, 2011 et 2012, est assujéti au respect, par le président et chef de la direction de Fortis, de certaines conditions de paiement au cours des périodes d'acquisition des droits sur trois ans.

Le passif de 6 millions \$ de la Société lié aux unités d'actions à dividende différé en cours au 31 décembre 2012 n'est pas présenté dans le tableau des obligations contractuelles précédent, étant donné qu'il n'est pas possible d'établir le calendrier des paiements à l'heure actuelle.

¹³⁾ Les autres obligations contractuelles comprennent les contrats de location de bâtiment, les contrats d'options sur le combustible de Caribbean Utilities, 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

Dépenses en immobilisations : Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont tenues d'assurer des services aux clients au sein de leur territoire de service respectif. Les dépenses en immobilisations 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 de dépenses en immobilisations consolidé de la Société, qui comprend les dépenses en immobilisations de ses activités non réglementées, devrait s'établir à environ 1,3 milliard \$ en 2013. Au cours des cinq exercices de 2013 à 2017, le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société, y compris les dépenses de Central Hudson, devrait totaliser environ 6 milliards \$, montant qui n'est pas inclus dans le tableau des obligations contractuelles précédent.

Acquisitions proposées : Comme il est précisé à la rubrique « Éléments importants – Acquisition proposée de CH Energy Group » du présent rapport de gestion, Fortis a annoncé, en février 2012, la conclusion d'un accord visant l'acquisition de CH Energy Group. L'accord et le plan de fusion peuvent être résiliés par la Société ou par CH Energy Group en tout temps avant la clôture dans certaines circonstances, y compris si la clôture de l'acquisition n'a pas eu lieu au plus tard le 20 février 2013, à condition, toutefois, que si les seules conditions préalables à la clôture qui n'ont pas été respectées portent sur l'obtention des approbations des autorités de réglementation décrites dans l'accord et le plan de fusion, cette date sera alors reportée au 20 août 2013. En février 2013, la date a été reportée au 20 août 2013.

FortisBC Electric a offert d'acheter les actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna en contrepartie de 55 millions \$, comme il est précisé à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation – Principales décisions et demandes réglementaires » du présent rapport de gestion.

Placement de reçus de souscription : En juin 2012, afin de financer une portion du prix de l'acquisition proposée de CH Energy Group, Fortis a vendu 18,5 millions de reçus de souscription au prix unitaire de 32,50 \$, générant ainsi un produit brut d'environ 601 millions \$. Pour plus de renseignements sur les reçus de souscription, se reporter à la rubrique « Éléments importants – Reçus de souscription » du présent rapport de gestion.

Divers : En janvier 2012, deux bandes des Premières nations ont investi chacune environ 6 millions \$ dans les capitaux propres de l'installation de stockage de GNL à Mount Hayes, ce qui représente une participation de 15 % dans la société en commandite Mount Hayes, FEVI détenant une participation d'environ 85 % lui conférant le contrôle. Les participations ne donnant pas le contrôle détiennent des options de vente, qui, si elles étaient exercées, exigeraient de FEVI qu'elle rachète la participation de 15 % au comptant, conformément aux modalités de l'accord de partenariat.

En 2012, Caribbean Utilities a conclu des contrats principal et secondaire d'achat de combustible avec deux fournisseurs différents auprès desquels elle s'est engagée à acheter en vertu respectivement de chacun des contrats environ 60 % et 40 % du combustible diesel nécessaire pour alimenter la centrale diesel de Caribbean Utilities. Les quantités approximatives à livrer selon les contrats combinés, exprimées en millions de gallons impériaux, sur une base annuelle par exercice sont : 32,4 en 2013 et 18,9 en 2014. Les contrats viennent à échéance en juillet 2014, et comportent une option de renouvellement pour deux durées additionnelles de 18 mois. Chaque option de renouvellement ne peut être exercée que six mois après la date d'échéance du contrat existant.

FortisTCI 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.

Les passifs réglementaires à long terme de la Société, qui totalisaient 681 millions \$ au 31 décembre 2012, ont été exclus du tableau des obligations contractuelles qui précède, étant donné que le calendrier final de règlement de nombreux passifs est assujéti à une autre décision réglementaire ou que les périodes de règlement ne sont pas connues à l'heure actuelle. La nature et le montant des passifs réglementaires à long terme figurent à la note 7 des états financiers consolidés annuels de 2012.

Les sociétés FortisBC Energy se sont engagées envers les clients à financer les incitatifs d'efficacité et de conservation énergétiques aux termes de leur programme respectif approuvé par la BCUC. Au 31 décembre 2012, les sociétés FortisBC Energy se sont engagées à verser des incitatifs d'environ 5 millions \$ aux clients.

Structure du capital

Les activités principales de la Société, soit les services publics réglementés de distribution de gaz et d'électricité, nécessitent un accès constant à des capitaux pour permettre aux entreprises de services publics de financer la maintenance et l'expansion de leur infrastructure. Fortis contracte des dettes au niveau de ses filiales afin d'assurer que les activités réglementées de celles-ci sont transparentes et fiscalement efficaces, et qu'elles disposent d'une source de financement souple. Fortis finance généralement une part importante des acquisitions à partir du siège social à même le produit tiré des émissions d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et de titres de créance à long terme. Afin de préserver cet accès aux capitaux, la Société vise à maintenir une structure du capital à long terme consolidée composée d'environ 40 % de capitaux propres, y compris des actions privilégiées, et d'environ 60 % de titres de créance, ainsi qu'à conserver des notes de solvabilité propres à attirer les investisseurs. Chaque entreprise de services publics réglementés de la Société maintient la structure du capital qui lui est propre et qui est conforme à la structure du capital réputée qui est reflétée dans les tarifs imposés à sa clientèle.

Le tableau qui suit présente la structure du capital consolidée de Fortis au 31 décembre 2012 par rapport à la structure du capital consolidée au 31 décembre 2011.

Structure du capital

Aux 31 décembre	2012		2011	
	(en millions \$)	(%)	(en millions \$)	(%)
Total de la dette, des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières (déduction faite de la trésorerie) ¹⁾	6 317	55,3	6 296	57,1
Actions privilégiées	1 108	9,7	912	8,3
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	3 992	35,0	3 823	34,6
Total ²⁾	11 417	100,0	11 031	100,0

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

²⁾ Exclut les montants se rapportant aux participations ne donnant pas le contrôle.

L'amélioration de la structure du capital est principalement attribuable : i) au placement d'actions privilégiées de premier rang, série J, en novembre 2012, pour un produit net d'environ 194 millions \$ qui a été affecté au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société; ii) aux actions ordinaires émises en vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'options sur actions de la Société; iii) au bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, déduction faite des dividendes; et iv) à une augmentation des liquidités. La structure du capital a aussi subi l'incidence d'une hausse de la dette à long terme surtout destinée à soutenir les investissements dans l'infrastructure énergétique.

Compte non tenu des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières, la structure du capital de la Société au 31 décembre 2012 se composait de 53,6 % de titres de créance, de 10,1 % d'actions privilégiées et de 36,3 % de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (55,3 % de titres de créance, 8,6 % d'actions privilégiées et 36,1 % de capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires au 31 décembre 2011).

Notes de crédit

Au 31 décembre 2012, les notes de crédit de la Société se présentaient comme suit :

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

En mai 2012 et en juillet 2012, S&P et DBRS, respectivement, ont confirmé les notes de crédit de la Société. En raison des plans de financement de la Société relativement à l'acquisition proposée de CH Energy Group et à l'achèvement prévu de l'Expansion Waneta selon l'échéancier et le budget prévus, S&P et DBRS ont également retiré les notes de « sous surveillance avec perspective négative » et de « sous surveillance avec perspective évolutive », respectivement, où les notes avaient été placées en février 2012.

Les notes de crédit ci-dessus reflètent le profil de 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.

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 pour répondre aux besoins d'une clientèle en croissance. Tous les coûts considérés comme des coûts de maintenance et de réparation sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Les coûts de remplacement, de mise à niveau et d'amélioration des immobilisations sont capitalisés lorsqu'ils sont engagés. Des coûts de maintenance et de réparation d'environ 103 millions \$ ont été engagés en 2012, en comparaison d'environ 98 millions \$ en 2011.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2012 se sont établies à un montant d'environ 1,1 milliard \$. Le tableau qui suit présente, par secteur et par catégorie d'actifs, une ventilation des dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2012.

Rapport de gestion

Dépenses en immobilisations consolidées brutes ¹⁾

Exercice clos le 31 décembre 2012

(en millions \$)	Sociétés				Autres entreprises de services publics d'électricité réglementés au Canada	Total – Entreprises de services publics réglementés au Canada	Entreprises de services publics d'électricité réglementés dans les Caraïbes	Activités non réglementées – Fortis Generation	Fortis Properties	Total
	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Newfoundland Power						
Production	–	–	8	9	1	18	21	196	–	235
Transport	46	–	19	6	4	75	–	–	–	75
Distribution	113	318	26	62	38	557	20	–	–	577
Installations, matériel, véhicules et autres	32	108	11	5	2	158	6	–	35	199
Technologies de l'information	15	16	5	4	3	43	1	–	–	44
Total	206	442	69	86	48	851	48	196	35	1 130

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 des flux de trésorerie consolidé. Excluent la composante capitalisée amortissement et capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la PFUPC.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes de 2012 se sont établies à 1 130 millions \$, soit une baisse de 161 millions \$ par rapport aux 1 291 millions \$ prévus pour 2012, comme indiqué dans le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2011. 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 baissé par rapport aux prévisions notamment pour les raisons suivantes : i) le report à 2013 de dépenses en immobilisations prévues pour 2012, attribuable au moment où ont été reçus des paiements relatifs à l'Expansion Waneta, ii) une suspension des dépenses en immobilisations de FortisBC Electric et des sociétés FortisBC Energy en 2012, en attendant la réception des approbations réglementaires des besoins en revenus pour 2012–2013 et iii) le calendrier des dépenses en immobilisations liées à la construction de l'immeuble de bureaux de Fortis Properties à St. John's, à Terre-Neuve-et-Labrador. Les baisses mentionnées ci-dessus ont été partiellement compensées par une hausse des dépenses en immobilisations par rapport aux prévisions de FortisAlberta, attribuable à une augmentation des dépenses effectuées pour les clients des secteurs pétrolier et gazier et des dépenses en immobilisations relatives à un centre d'exploitation de distribution, en partie annulée par une baisse par rapport aux prévisions des dépenses en immobilisations relatives aux projets d'investissement dans le transport de l'AESO.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2013 devraient atteindre environ 1,3 milliard \$. Le tableau qui suit présente, par secteur et par catégorie d'actifs, une ventilation des dépenses en immobilisations consolidées brutes prévues pour 2013.

Dépenses en immobilisations consolidées brutes prévues ¹⁾

Exercice prenant fin le 31 décembre 2013

(en millions \$)	Sociétés				Autres entreprises de services publics d'électricité réglementés au Canada	Total – Entreprises de services publics réglementés au Canada	Entreprises de services publics d'électricité réglementés dans les Caraïbes	Activités non réglementées – Fortis Generation	Fortis Properties et autres ²⁾	Total
	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Newfoundland Power						
Production	–	–	3	5	2	10	20	229	–	259
Transport	41	–	33	7	7	88	–	–	–	88
Distribution	119	351	44	64	39	617	18	–	–	635
Installations, matériel, véhicules et autres	49	65	48	5	4	171	9	–	113	293
Technologies de l'information	20	21	5	5	2	53	2	–	–	55
Total	229	437	133	86	54	939	49	229	113	1 330

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 serait présenté dans l'état des flux de trésorerie consolidé. Excluent la composante prévue capitalisée amortissement et capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la PFUPC.

²⁾ Comprennent des dépenses en immobilisations prévues d'environ 70 millions \$ pour Fortis Properties et d'environ 43 millions \$ pour FAES, lesquelles sont présentées dans le secteur Siège social et autres. Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Faits saillants en matière de réglementation – Principales décisions et demandes réglementaires » du présent rapport de gestion.

Rapport de gestion

La répartition en pourcentage des dépenses en immobilisations consolidées brutes réelles pour 2012 et prévues pour 2013 entre la croissance, le maintien et les autres se présente comme suit :

Dépenses en immobilisations consolidées brutes

Exercices prenant fin les 31 décembre (%)	Coûts réels 2012	Coûts prévus 2013
Croissance	43	41
Maintien ¹⁾	35	33
Autres ²⁾	22	26
Total	100	100

¹⁾ Dépenses en immobilisations requises pour maintenir et améliorer le rendement, la fiabilité et la sécurité des actifs de production, de transport et de distribution.

²⁾ Se rapportent aux installations, au matériel, aux véhicules, aux systèmes de technologie de l'information et autres actifs, y compris les montants liés aux projets d'investissements dans le transport de l'AESO de FortisAlberta.

Au cours des cinq prochains exercices, de 2013 à 2017, les dépenses en immobilisations consolidées brutes, y compris les dépenses de Central Hudson, devraient atteindre environ 6 milliards \$. La ventilation approximative des dépenses en immobilisations devant être engagées est la suivante : 55 % par les entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada, principalement FortisAlberta, 19 % par les entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada, 11 % par Central Hudson, 4 % par les entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes et les 11 % restants par les activités non réglementées. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés sont soumises à une approbation réglementaire. Au cours des cinq prochains exercices, selon une moyenne annuelle, la ventilation approximative des dépenses en immobilisations totales devant être engagées sera la suivante : 36 % pour répondre aux besoins d'une clientèle en croissance, 41 % pour les investissements de maintien et 23 % pour les installations, le matériel, les véhicules et la technologie de l'information et les autres actifs.

La base tarifaire de mi-exercice de 2013 prévue pour les quatre principales entreprises de services publics réglementés au Canada est présentée dans le tableau ci-après.

Base tarifaire de mi-exercice prévue

(en milliards \$)	2013
Sociétés FortisBC Energy	3,7
FortisAlberta	2,3
FortisBC Electric	1,2
Newfoundland Power	0,9

La base tarifaire de mi-exercice de Central Hudson pour 2013 devrait s'établir à près de 1 milliard \$.

Le tableau qui suit présente un sommaire des principaux projets d'investissement pour 2012 et 2013.

Principaux projets d'investissement ¹⁾

(en millions \$)		Avant	Coûts réels	Coûts prévus	Coûts prévus	Année
Société	Nature du projet	2012	2012	2013	d'achèvement après 2013	prévue d'achèvement
Sociétés FortisBC Energy	Projet d'amélioration du service à la clientèle	80	30	–	–	2012
FortisAlberta	Programme de gestion des poteaux	88	27	29	183	2019
FortisBC Electric	Projet de conformité en matière de protection de l'environnement	2	4	18	4	2014
Société Waneta	Expansion Waneta ²⁾	244	192	227	172	2015
FortisProperties	Immeuble de bureaux – St. John's	8	12	24	3	2013–2014

¹⁾ Se rapportent aux dépenses en immobilisations relatives aux immobilisations de services publics, aux biens productifs et aux actifs incorporels, combinés aux composantes capitaux propres et intérêts capitalisés de la PFUPC, le cas échéant.

²⁾ Excluent les intérêts capitalisés prévus des partenaires minoritaires, CPC/CBT, dans la société Waneta.

Le projet d'amélioration des services clients de FEI, dont le coût total est d'environ 110 millions \$, est entré en service au début de 2012. Le projet prévoyait l'internalisation des éléments essentiels des services à la clientèle de FEI, y compris deux centres d'appels et les services de facturation de la société, et la mise en place d'un nouveau système d'information sur la clientèle.

Au cours de 2012, FortisAlberta a poursuivi le remplacement de vieux poteaux en vertu de son programme de gestion des poteaux, lequel vise le remplacement d'environ 110 000 poteaux au total, afin de prévenir le risque de défaillance du fait de leur âge. Le coût en capital total du programme jusqu'en 2019 est actuellement estimé à environ 327 millions \$, par rapport à la prévision de 335 millions \$ au 31 décembre 2011. Quelque 27 millions \$ ont été investis dans ce programme 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 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* d'ici 2014. Le projet a été approuvé par l'organisme de réglementation et les coûts sont estimés à environ 28 millions \$ jusqu'en 2014. Quelque 6 millions \$ avaient été investis dans ce projet à la clôture de 2012.

La construction de l'Expansion Waneta de 335 MW, au coût de 900 millions \$, en partenariat avec CPC/CBT, progresse bien et le projet se déroule selon l'échéancier et le budget prévus. Fortis, qui détient une participation de 51 % dans la société Waneta, exploitera et maintiendra l'investissement non réglementé lorsque la centrale démarrera, soit au printemps 2015. Les principales activités de construction sur le site au cours de 2012 comprennent l'achèvement des travaux d'excavation de la prise d'eau, de la centrale et des galeries d'amenée. Quelque 436 millions \$ au total ont été dépensés pour l'Expansion Waneta depuis le début des travaux de construction à la fin de 2010, y compris 192 millions \$ au cours de l'exercice 2012. Quelque 227 millions \$ devraient être dépensés en 2013, les activités clés du projet comprenant l'achèvement de la charpente en acier de la centrale et de l'enveloppe du bâtiment, les travaux d'excavation du canal d'approche de la prise d'eau, la construction des structures de la prise d'eau et du canal de fuite et l'enlèvement du tampon de roc. En outre, l'installation des composants intégrés fixes des turbines et du groupe électrogène se poursuit.

L'Expansion Waneta sera incluse dans l'accord relatif à la centrale Canal et sera admissible aux droits énergétiques fixes et aux droits de capacité selon le débit d'eau moyen à long terme, ce qui réduira beaucoup le risque hydrologique associé au projet. La production d'environ 630 GWh, et la capacité connexe requise dans la production de cette énergie, pour l'Expansion Waneta, sera vendue à BC Hydro dans le cadre d'un contrat d'achat d'énergie à long terme. L'excédent de capacité, à hauteur de 234 MW sur une base annuelle moyenne, sera vendu à FortisBC Electric dans le cadre d'un contrat d'achat de capacité à long terme. Le coût en capital de l'Expansion Waneta, comme présenté dans le tableau précédant sur les principaux projets d'investissement, comprend les intérêts capitalisés de Fortis pendant la construction et un montant de 72 millions \$ qui devrait être payé en 2020 au titre de certains actifs incorporels et des coûts de conception de projet engagés antérieurement par CPC/CBT. Le tableau qui précède ne tient pas compte des intérêts capitalisés prévus des partenaires minoritaires de la société Waneta.

Fortis Properties construit actuellement un immeuble de bureaux de douze étages au centre-ville de St. John's, à Terre-Neuve-et-Labrador, au coût estimatif d'environ 47 millions \$. Quelque 20 millions \$ avaient été investis dans ce projet à la clôture de 2012. La construction devrait être achevée d'ici la fin de 2013 ou au début de 2014.

Parmi les autres projets d'investissement moins importants prévus pour 2013, mentionnons plusieurs projets d'énergie thermique devant être réalisés par FAES et diverses initiatives de transport du gaz naturel des sociétés FortisBC Energy.

Besoins en flux de trésorerie

À l'échelle des filiales, 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 propres par Fortis et d'émissions de titres de créance à long terme.

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

Les besoins en 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 2013.

La direction prévoit que les échéances et les remboursements de la dette à long terme consolidée se chiffreront à 117 millions \$ en 2013 et à environ 273 millions \$ en moyenne au cours de chacun des cinq prochains exercices. 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 – Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

En mai 2012, Fortis a déposé un prospectus préalable de base en vertu duquel la Société peut, de temps à autre durant la période de 25 mois commençant le 10 mai 2012, offrir, par voie de supplément de prospectus, des actions ordinaires, des actions privilégiées, des reçus de souscription et des débentures non garanties d'un montant global pouvant atteindre 1,3 milliard \$ (ou l'équivalent en dollars américains ou dans d'autres monnaies). Le prospectus préalable de base procure à la Société la flexibilité pour accéder aux marchés des valeurs mobilières au moment voulu. La nature, la taille et le moment choisi de tout placement de titres au moyen du prospectus préalable de base de la Société s'inscriront dans les pratiques passées de mobilisation de capitaux de la Société et continueront à dépendre de l'évaluation par la Société de ses besoins de financement ainsi que des conditions générales du marché.

Pour financer une partie de l'acquisition proposée de CH Energy Group par la Société, Fortis a offert et vendu, par voie de supplément de prospectus, des reçus de souscription pour un produit d'environ 601 millions \$ dans le cadre d'un placement par voie de prise ferme conclu avec un consortium de preneurs fermes. Fortis a également réalisé un placement d'environ 200 millions \$ d'actions privilégiées de premier rang, série J, par voie d'un supplément de prospectus en vertu du prospectus préalable de base susmentionné.

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 entraîné un cas de défaut en vertu des modalités du prêt. Le prêt à terme est sans recours contre Fortis ou Abitibi et s'élevait à environ 54 millions \$ au 31 décembre 2012 (56 millions \$ au 31 décembre 2011). 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, occasions 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 2012, Fortis et ses filiales respectaient les clauses restrictives de leur dette et devraient continuer de le faire en 2013.

Facilités de crédit

Au 31 décembre 2012, Fortis et ses filiales disposaient de facilités de crédit consolidées d'environ 2,5 milliards \$, dont quelque 2,1 milliards \$ étaient inutilisés, y compris une tranche inutilisée de 946 millions \$ de la facilité de crédit confirmée de 1 milliard \$ de la Société. 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 2,3 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2013 et 2017.

Le coût des facilités de crédit renouvelées et prorogées peut augmenter en fonction des conditions du marché. Par contre, la hausse des intérêts débiteurs et des frais ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les résultats financiers consolidés de la Société en 2013.

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

Facilités de crédit	Entreprises de services publics réglementés	Fortis Properties	Siège social et autres	Total au 31 décembre 2012	Total au 31 décembre 2011
(en millions \$)					
Total des facilités de crédit	1 402	13	1 045	2 460	2 248
Facilités de crédit utilisées :					
Emprunts à court terme	(136)	–	–	(136)	(159)
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an)	(97)	–	(53)	(150)	(74)
Lettres de crédit en cours	(66)	–	(1)	(67)	(66)
Facilités de crédit inutilisées	1 103	13	991	2 107	1 949

Aux 31 décembre 2012 et 2011, 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 du 31 décembre 2011 au 31 décembre 2012 sont décrites ci-après. La nature et les modalités des facilités de crédit en cours au 31 décembre 2012 sont détaillées à la note 33 afférente aux états financiers consolidés audités de 2012 de la Société.

En mars 2012, Newfoundland Power a renégocié et modifié sa facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 100 millions \$, obtenant le report de son échéance d'août 2015 à août 2017. La convention de facilité de crédit modifiée reflète une baisse de prix mais, autrement, contient essentiellement les mêmes modalités que la convention de facilité de crédit précédente.

En avril 2012, FortisBC Electric a renégocié et modifié sa convention de facilité de crédit, ce qui a donné lieu à une prolongation de l'échéance de la facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$ de la Société, dont une tranche de 50 millions \$ vient à échéance en mai 2013 et une tranche de 100 millions \$, en mai 2015. Autrement, la convention de facilité de crédit modifiée contient essentiellement les mêmes modalités que la convention de facilité de crédit précédente.

En mai 2012, FHI a modifié la date d'échéance de sa facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 30 millions \$, la reportant de mai 2012 à mai 2013. La nouvelle convention contient essentiellement les mêmes modalités que la convention de facilité de crédit précédente.

En mai 2012, Fortis a augmenté le montant disponible aux fins d'emprunt en vertu de sa facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie, le faisant passer de 800 millions \$ à 1 milliard \$ selon les modalités de la convention de facilité de crédit.

En mai 2012, Caribbean Utilities a renégocié et augmenté le montant disponible aux fins d'emprunt en vertu de sa facilité de crédit non garantie, lequel est passé de 33 millions \$ US à 47 millions \$ US.

En juin 2012, FortisOntario a conclu une nouvelle convention de facilité de crédit renouvelable non garantie de 30 millions \$, venant à échéance en juin 2013, en remplacement de deux facilités de crédit à court terme totalisant 20 millions \$. La nouvelle convention de facilité de crédit reflète une baisse de prix et des modalités améliorées. En juillet 2012, les anciennes facilités de crédit ont été annulées.

Rapport de gestion

En juillet 2012, FEI a prolongé de un an sa convention de facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 500 millions \$, reportant ainsi la date d'échéance d'août 2013 à août 2014. La convention de facilité de crédit modifiée reflète une augmentation de prix mais, autrement, contient essentiellement les mêmes modalités que la convention de facilité de crédit précédente.

En juillet 2012, FortisAlberta a renégocié et modifié sa facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 250 millions \$, obtenant le report de l'échéance de la facilité de septembre 2015 à août 2016. La convention de facilité de crédit modifiée reflète une baisse de prix mais, autrement, contient essentiellement les mêmes modalités que la convention de facilité de crédit précédente.

ARRANGEMENTS HORS BILAN

À l'exception de lettres de crédit en cours de 67 millions \$ au 31 décembre 2012 (66 millions \$ au 31 décembre 2011), la Société n'avait pas d'arrangements hors bilan, tels que des transactions, des accords ou des ententes contractuelles avec des entités non consolidées, des entités de financement structuré, des structures d'accueil ou des entités à détenteurs de droits variables qui pourraient raisonnablement avoir un effet important sur les liquidités, la disponibilité ou les besoins de sources de capitaux.

GESTION DES RISQUES D'AFFAIRES

Ce qui suit est un sommaire des risques d'affaires importants de la Société.

Risque lié à la réglementation : Le principal risque d'affaires de la Société est lié à la réglementation. Chacune des entreprises de services publics réglementés de la Société est assujettie à une réglementation, principalement la réglementation fondée sur le coût du service, qui pourrait avoir une incidence sur les produits et les bénéfices futurs. La direction de chacune des entreprises de services publics a la responsabilité de travailler en étroite collaboration avec son organisme de réglementation et le gouvernement local afin d'assurer tant le respect des règlements actuels que le traitement proactif de toute question réglementaire.

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 d'une entreprise 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 formulées dans les processus d'établissement des tarifs. La mise à niveau des infrastructures de gaz naturel et d'électricité et les ajouts à ces infrastructures requièrent l'approbation des organismes de réglementation sous la forme d'une autorisation des plans d'investissement ou d'une autorisation réglementaire des besoins en revenus aux fins de l'établissement des tarifs d'électricité et de gaz naturel, qui tient compte de l'incidence des dépenses en immobilisations sur la base tarifaire ou sur le coût du service.

Rien ne garantit que les dépenses dans les immobilisations que les entreprises de services publics réglementés de la Société estiment nécessaires ou qui ont été achevées seront approuvées ou que les approbations ne seront pas accordées sous condition. Tout dépassement des dépenses en immobilisations par rapport à celles soumises pour approbation pourrait ne pas être recouvrable dans les tarifs facturés à la clientèle.

Les modifications aux lois fiscales ou aux règles comptables peuvent aussi avoir comme effet de réduire la base tarifaire de l'entreprise de services publics, réduisant ainsi les tarifs imposés à la clientèle et les bénéfices potentiels des entreprises de services publics dans l'avenir.

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 à une entreprise 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 établissent les besoins en 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 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, un RCP ou 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 proposés, sur les notes attribuées par les agences de notation de crédit, sur l'émission de titres de créance à long terme et sur toute autre question qui, à son tour, pourrait avoir une incidence négative importante sur les résultats d'exploitation et sur la situation financière des entreprises de services publics réglementés 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 en revenus.

Les entreprises de services publics peuvent aussi être assujetties à des pénalités financières imposées par les organismes de réglementation, notamment pour avoir enfreint une ordonnance réglementaire, une règle ou une norme ou pour avoir livré un service de qualité inférieure aux seuils établis. Ces pénalités pourraient avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation ou les flux de trésorerie lorsqu'elles ne peuvent être recouvrées auprès de la clientèle.

En 2012, environ 93 % (93 % en 2011) des produits tirés des activités¹⁾ de la Société ont été tirés des activités de services publics réglementés et environ 90 % du bénéfice tiré des activités²⁾ de la Société provenaient des activités de services publics réglementés en 2012 (89 % en 2011). Au 31 décembre 2012, les actifs de services publics réglementés représentaient environ 90 % du total de l'actif de Fortis (91 % au 31 décembre 2011). Fortis considère que le cadre réglementaire en Amérique du Nord est juste et équilibré. Il y a cependant une concentration de risques liés à la réglementation en Colombie-Britannique, 55 % de ses actifs réglementés relevant de la compétence de la BCUC. Le risque est accru par un imposant calendrier réglementaire pour les entreprises de distribution de gaz et d'électricité de FortisBC. En 2013, les entreprises de services publics FortisBC seront occupées avec de nombreux dépôts, interrogatoires, examens ou audiences, dont certains seront liés à une instance générale relative au coût du capital et une demande relative aux besoins en revenus pour les entreprises de distribution de gaz et d'électricité en 2013.

FEI, FEVI, FEWI et FortisBC Electric sont régies par la BCUC et ont utilisé les mécanismes de TAR de temps à autre pour fixer le tarif facturé à la clientèle. Les mécanismes de TAR offrent à une entreprise de services publics les incitatifs pour améliorer les efficacités et les économies de coûts, ce qui pourrait faire croître les bénéfices. 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, quelles seront les modalités particulières de tout nouveau mécanisme de TAR.

Le passage à la réglementation TAR chez FortisAlberta, à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'utilisation d'une formule pour établir les taux imposés à la clientèle soulèvent des préoccupations et de l'incertitude pour FortisAlberta en ce qui concerne la manière dont la réglementation relative à la TAR sera appliquée en pratique. Dans le cadre de la décision sur la réglementation relative à la TAR, les entreprises de services de distribution en Alberta déposeront une demande de rajustement annuel des tarifs conformément à la formule prescrite. Il règne une incertitude quant à la façon dont les diverses composantes des coûts de FortisAlberta seront traitées au moyen de la formule et d'autres mécanismes de TAR. Bien que la décision sur la réglementation relative à la TAR procure un mécanisme de suivi du capital pour le recouvrement de certaines dépenses en immobilisations sans avoir recours au mécanisme de la TAR, il reste encore à tester ce mécanisme pour confirmer son applicabilité aux programmes d'investissement de FortisAlberta. En réponse à ces incertitudes, FortisAlberta travaille conjointement avec les autres entreprises de services publics de distribution en Alberta pour s'assurer que ce changement à la réglementation est conforme aux exigences prévues par la loi *Electric Utilities Act* (Alberta) (la « Loi EUA »).

L'AUC a aussi fait savoir qu'elle avait une préférence, suivant l'adoption du mécanisme de TAR, pour l'établissement de tarifs fondés sur une formule et les instances générales. Tandis que les instances générales permettent d'améliorer l'efficacité du processus réglementaire, il y a un risque que le résultat collectif soit privilégié sans égard aux circonstances propres à chaque entreprise de services publics.

En tant que propriétaire d'un réseau de distribution d'électricité en vertu de 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 ou une autre partie ne puisse ou ne veuille pas agir en tant que fournisseur à tarif réglementé ou fournisseur par défaut, 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 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.

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 du 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 à long terme du Canada 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 du 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'AUC ayant établi à 8,75 % le RCP autorisé pour ces années et le RCP provisoire pour 2013. L'AUC a amorcé une instance générale sur le coût du capital qui devrait commencer plus tard en 2013, pour fixer, entre autres, le RCP autorisé et la structure du capital pour 2013 et examiner si le retour à une méthode fondée sur une formule s'impose. Une instance générale sur le coût du capital a été amorcée en Colombie-Britannique au début de 2012 pour examiner, entre autres, le coût du capital en vigueur au 1^{er} janvier 2013 et établir si la remise en place d'un mécanisme de rajustement automatique du RCP s'impose. Le mécanisme de rajustement automatique du RCP a été suspendu pour Newfoundland Power pour 2012 et le coût du capital a été examiné à la lumière d'un RCP autorisé établi à 8,80 % pour 2012. Le coût du capital pour 2013 est examiné conjointement avec la demande tarifaire générale de Newfoundland Power pour 2013–2014. Newfoundland Power a demandé que le mécanisme d'ajustement automatique du RCP soit abandonné.

¹⁾ Les produits tirés des activités sont une mesure non conforme aux PCGR et s'entendent du total des produits d'exploitation, à l'exception des produits du secteur Siège social et Autres et des éliminations intersectorielles.

²⁾ Le bénéfice tiré des activités est une mesure non conforme aux PCGR et s'entend du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, à l'exception des pertes nettes sectorielles de Siège social et Autres.

Les sections « Perspectives » de la rubrique « Résultats d'exploitation sectoriels » du présent rapport de gestion présentent une analyse de sensibilité de l'incidence, sur le bénéfice de 2013, des modifications apportées au RCP autorisé et à la structure du capital de chacune des sociétés FortisBC Energy, de FortisAlberta, de FortisBC Electric et de Newfoundland Power.

En 2012, la CEO a mis à jour son processus de consultation sur le cadre de réglementation renouvelé régissant les entreprises de distribution d'électricité. Le nouveau cadre devrait faire appel à une approche plus exhaustive à l'égard des règles fondées sur la TAR, qui offre également des solutions de rechange en matière d'établissement des tarifs qui soient adaptées à la situation de chaque entreprise de services publics. Trois autres méthodes d'établissement des tarifs pourront être utilisées par les sociétés de distribution à l'avenir qui devront sélectionner la méthode qui répond le mieux à leurs besoins et à leur situation et déposer une demande auprès de la CEO pour que leurs tarifs soient établis selon la méthode sélectionnée. FortisOntario continuera d'examiner ces nouvelles méthodes d'établissement des tarifs pour déterminer la méthode qui correspond le plus à ses besoins, dans le but de maximiser sa performance sur le plan de la conformité à la réglementation et de l'exploitation.

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.

Risque politique : Le cadre réglementaire qui régit les entreprises de services publics subit l'incidence des changements importants de gouvernements ou de politiques gouvernementales, qui suscitent l'inquiétude à l'égard des priorités et des orientations des politiques d'intérêt public, notamment sur les questions énergétiques et environnementales.

Conclusion de l'acquisition proposée de CH Energy Group : L'acquisition de CH Energy Group demeure assujettie à l'approbation par la NYSPPSC. Si l'obtention de l'approbation était retardée ou assortie de conditions, certains ou l'ensemble des avantages attendus de l'acquisition de CH Energy Group risqueraient de ne pas se concrétiser ou de ne pas se produire dans les délais prévus par la Société. D'autres facteurs, qui sont indépendants de la volonté de Fortis, pourraient aussi nuire à la réalisation de ces avantages.

L'accord et le plan de fusion peuvent être résiliés par la Société ou par CH Energy Group en tout temps avant la clôture dans certaines circonstances, y compris si la clôture de l'acquisition n'a pas eu lieu au plus tard le 20 février 2013, à condition, toutefois, que si les seules conditions préalables à la clôture qui n'ont pas été respectées portent sur l'obtention des approbations des autorités de réglementation décrites dans l'accord et le plan de fusion, cette date sera alors reportée au 20 août 2013. En février 2013, la date a été reportée au 20 août 2013.

Une tranche du prix d'acquisition devrait être financée par le produit entier de 601 millions \$ tiré du placement de reçus de souscription effectué par la Société en juin 2012. Si les conditions préalables à la conclusion de la transaction ne sont pas remplies ou n'ont pas fait l'objet d'une renonciation, y compris l'obtention de l'approbation de la NYSPPSC, d'ici le 30 juin 2013, ou si l'accord et le plan de fusion relatifs à l'acquisition sont résiliés avant cette date, le produit tiré du placement de reçus de souscription, additionné des intérêts gagnés en proportion des reçus détenus, devra être rendu aux détenteurs de ces reçus. Par conséquent, si la conclusion de la transaction avait lieu après le 30 juin 2013, la Société pourrait devoir se tourner vers une autre source de capital pour financer l'acquisition.

De plus, les charges additionnelles liées à l'acquisition qui devraient être engagées en 2013 pourraient être plus élevées que prévu. Ces charges comprennent, notamment, les honoraires de services-conseils en acquisition et fusion de courtiers en valeurs mobilières et les frais juridiques.

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. 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. 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 cas de hausse des taux d'intérêt, le décalage de réglementation pourrait retarder l'augmentation du coût du capital qui en résulterait et du RCP autorisé.

La Société et ses filiales sont aussi exposées au risque de taux d'intérêt lié aux emprunts sur les facilités de crédit à taux variables et au refinancement de la dette à long terme. Pour les sociétés FortisBC Energy, les écarts entre les intérêts débiteurs et les prévisions aux fins de l'établissement des tarifs relatives aux taux d'intérêt à court et à long terme et au moment de l'émission des titres de créance à long terme sont recouverts à même les tarifs futurs au moyen des mécanismes de report réglementaires approuvés par la BCUC à la fin de 2013. Rien ne garantit que de tels mécanismes de report existeront dans l'avenir puisqu'ils dépendent des décisions et ordonnances réglementaires futures. Dans les autres entreprises de services publics réglementés de la Société, si la date à laquelle les titres de créance à long terme sont émis et les taux d'intérêt qui s'y appliquent diffèrent de ceux prévus et approuvés dans les demandes de tarifs imposés à la clientèle, les intérêts débiteurs additionnels ou moins élevés sur la nouvelle dette à long terme ne sont pas recouverts auprès des clients ou ne leur sont pas remboursés à même les tarifs au cours de la période qui était couverte par les tarifs approuvés imposés à la clientèle. L'incapacité de transférer les intérêts débiteurs aux clients pourrait avoir une incidence négative importante sur les résultats d'exploitation et la situation financière des services publics.

Rapport de gestion

À l'exception des emprunts sur les facilités de crédit confirmées à long terme, au 31 décembre 2012, 80 % de la dette à long terme consolidée de la Société venait à échéance dans 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 2012.

Total de la dette

Au 31 décembre 2012	(en millions \$)	(%)
Emprunts à court terme	136	2,2
Facilités de crédit à taux variable utilisées classées comme dette à long terme	150	2,5
Dette à long terme à taux variable (y compris la tranche échéant à moins de un an)	5	0,1
Dette à long terme à taux fixe (y compris la tranche échéant à moins de un an)	5 745	95,2
Total	6 036	100,0

En octobre 2012, FortisAlberta a émis des débetures non garanties à 3,98 %, 40 ans, d'un montant en capital de 125 millions \$, et, en 2011, diverses entreprises de services publics réglementés de la Société ont réalisé une émission de titres de créance à long terme à des taux s'échelonnant de 4,25 % à 5,118 % dont la durée variait de 15 ans à 50 ans, preuve de la capacité des entreprises de services publics de mobiliser du capital à long terme à des taux attractifs.

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 2012 est présentée à la rubrique « Instruments financiers » du présent rapport de gestion.

Risques liés à l'exploitation et à la maintenance : Des tempêtes, des catastrophes naturelles, des guerres, des actes terroristes, une défaillance du matériel et d'autres catastrophes survenant à l'intérieur ou à l'extérieur des territoires de service des entreprises de services publics de la Société pourraient causer des interruptions de service entraînant une baisse du bénéfice ou des flux de trésorerie si la situation n'est pas résolue en temps opportun ou si les incidences financières de la remise en état ne sont pas couvertes par des polices d'assurance ou ne sont pas atténuées au moyen du recouvrement du tarif réglementé. Les sociétés FortisBC Energy sont exposées à divers risques opérationnels, 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 du matériel, 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. En outre, une partie importante de l'infrastructure des entreprises de services publics est située dans des régions éloignées, qui sont difficilement accessibles si ces actifs sont endommagés et nécessitent des travaux d'entretien et de réparation. Les centrales de 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'inondations, d'emportements par les eaux, de glissements de terrain, d'avalanches et d'autres catastrophes naturelles. 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 qui couvre 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, d'autres catastrophes naturelles et d'autres événements hors du contrôle de l'entreprise de services publics, une demande devrait 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 l'entretien, des améliorations et des remplacements continus. En conséquence, pour assurer le rendement continu des biens matériels, les entreprises de services publics établissent les dépenses qui devraient être effectuées pour entretenir 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 l'entretien de leurs actifs. L'incapacité de recouvrer, à même les tarifs approuvés imposés aux clients, les dépenses jugées nécessaires par les entreprises de services publics pour voir à l'entretien, 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 de dépenses en immobilisations approuvés ou toute défaillance importante imprévue du matériel, malgré les programmes d'entretien, pourraient avoir une incidence considérable sur la situation financière et les résultats d'exploitation des entreprises de services publics de la Société.

En général, les réseaux de gaz naturel et d'électricité des entreprises de services publics de la Société ont été conçus pour servir les clients selon diverses éventualités, conformément aux bonnes pratiques relatives aux services publics. Les entreprises de services publics sont responsables de l'exploitation et de l'entretien 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. Un 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 d'entretien actuelles et futures à engager pour l'exploitation continue de leurs réseaux de gaz et d'électricité. L'analyse de la direction repose sur des hypothèses concernant 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. Voir aussi la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Risque lié à la réglementation » du présent rapport de gestion.

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.

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 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 servis 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.

Le territoire de service de la Société dans la région des Caraïbes continue d'être touché par la faiblesse de la conjoncture économique qui devrait se poursuivre en 2013 et possiblement en 2014. Les actifs des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes représentent environ 6 % de l'actif total de la Société. L'activité dans les secteurs du tourisme, de la construction et de l'immobilier est étroitement liée à la conjoncture économique de la région, et les fluctuations de cette activité ont une incidence sur la demande d'électricité. Il est prévu que l'île Grand Caïman connaîtra une certaine croissance économique grâce à la construction de la première phase de Health City Cayman Islands (l'hôpital du docteur Shetty) et à l'accroissement des flux de visiteurs entrants attribuable à la mise en place d'un nouveau service aérien dans les îles Caïmans à la fin de l'été 2012. L'économie des îles Turks et Caïcos connaît également une certaine croissance, principalement dans le secteur touristique. L'annonce récente par le gouvernement des îles Turks et Caïcos qu'il ira de l'avant avec la deuxième phase du projet de construction de l'aéroport constitue une nouvelle positive qui pourrait se traduire par une légère croissance économique à plus long terme.

En raison de la faiblesse de la conjoncture économique dans les Caraïbes, combinée à l'incidence de l'augmentation des prix du combustible sur les factures des clients, les ventes d'électricité des entreprises de services publics d'électricité réglementés des Caraïbes devraient augmenter de 2 % à 3 % en 2013, compte non tenu des ventes de TCU, qui a été acquise en août 2012. Toutefois, les ventes projetées ne devraient pas progresser autant qu'avant 2009.

Fortis détient également des investissements dans des immeubles de bureaux d'affaires et de commerces de détail, et des propriétés hôtelières, ces actifs combinés représentant 4 % du total de l'actif de la Société. Les propriétés hôtelières, notamment, sont exposées aux risques opérationnels liés aux fluctuations du secteur et à la conjoncture économique locale. Environ 57 % du bénéfice d'exploitation de Fortis Properties a été tiré des investissements hôteliers en 2012 (56 % en 2011). Le secteur canadien de l'hôtellerie se remet du ralentissement économique, mais très lentement. La division hôtelière de Fortis Properties continue de faire face à l'incertitude, en particulier dans le centre du Canada, étant donné que l'économie de l'Ontario continue de connaître des difficultés. Le secteur immobilier commercial canadien est demeuré solide en 2012, grâce à des taux d'occupation stables et à des taux de location en hausse dans certains marchés de choix. 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. Bien qu'il soit possible que les taux de renouvellement des baux augmentent, les niveaux d'occupation élevés et les contrats de location à long terme, notamment dans les Provinces maritimes, pourraient limiter la croissance interne de la division de l'immobilier de Fortis Properties. La croissance prévue au sein de la division découlera de l'accroissement des taux à St. John's attribuable à la solidité des conditions de marché. Les taux d'inoccupation au sein des activités d'exploitation immobilière de la société au Nouveau-Brunswick et dans les zones rurales de Terre-Neuve, qui s'expliquent par les conditions anémiques du marché local, seront problématiques. On estime qu'une baisse de 10 % des produits de la division de l'hôtellerie de Fortis Properties diminuerait 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 des projets d'investissement est établi en partie d'après des estimations qui dépendent d'un certain nombre d'hypothèses, notamment la situation économique future; la productivité et le rendement des employés et la performance des entrepreneurs, des sous-traitants et des fournisseurs d'équipement; les prix; la disponibilité de la main-d'œuvre, des équipements et des matières ainsi que d'autres exigences qui peuvent avoir une incidence sur les coûts ou le calendrier des projets, comme l'obtention en temps opportun des permis environnementaux, des licences et des approbations requis. Le risque lié au dépassement de coûts est atténué 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. La construction de la centrale non réglementée Expansion Waneta respecte le calendrier et le budget et, à ce jour, des montants minimes pour éventualités ont été utilisés.

Situation de trésorerie et sources de financement : La situation financière de la Société pourrait s'en ressentir si elle, ou ses grandes filiales, ne réussissent 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 des fonds suffisants à des conditions économiques dépend de nombreux facteurs, y compris les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société et de ses filiales, le contexte de réglementation dans lequel les entreprises de services publics exercent leurs activités et la nature des décisions réglementaires relatives à la structure du capital et au RCP autorisé, la situation des marchés financiers et du crédit bancaire, les notes attribuées par les agences de notation et la conjoncture économique générale. Les fonds provenant de l'exploitation après paiement des charges prévues, y compris les paiements d'intérêts sur l'encours de la dette, pourraient ne pas suffire à rembourser la totalité du passif à mesure des échéances et 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 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 de mobilisation de capitaux futurs puissent augmenter, la Société et ses filiales prévoient continuer d'avoir un accès raisonnable à du capital à court et à moyen terme.

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. Au 31 décembre 2012, Fortis disposait de facilités de crédit consolidées d'environ 2,5 milliards \$, dont la majeure partie, soit 2,3 milliards \$, est constituée de facilités confirmées dont les échéances s'échelonnent de 2013 à 2017. Une tranche d'environ 2,1 milliards \$ des facilités de crédit consolidées était inutilisée au 31 décembre 2012. Au 31 décembre 2012, environ 54 millions \$ avaient été prélevés sur la facilité de crédit confirmée de la Société.

Le coût des facilités de crédit renouvelées et prorogées pourrait augmenter dans l'avenir. Par contre, la hausse des intérêts débiteurs et des frais ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les résultats financiers consolidés de la Société en 2013. En raison de leur nature réglementée, tout changement prévu des coûts d'emprunt des entreprises de services publics peut être pris en compte dans les tarifs imposés à la clientèle. Diverses facilités de crédit ont été renégociées, modifiées ou prorogées en 2012, et le montant disponible aux fins d'emprunt aux termes de la facilité de crédit confirmée de la société a augmenté, passant de 800 millions \$ à 1 milliard \$, selon les modalités de la convention de facilité de crédit existante. La facilité de crédit confirmée de la Société de 1 milliard \$ est disponible pour le financement provisoire des acquisitions et pour les besoins généraux de la Société.

De façon générale, la Société et ses entreprises de services publics réglementés 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. 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. Fortis et ses entreprises de services publics réglementés ne prévoient pas que les agences de notation procéderont à des décotes importantes à court terme. Toutefois, la récession financière mondiale a fait apparaître la nécessité d'exercer une surveillance plus rigoureuse des agences de notation et de leurs critères de notation, ce qui a entraîné une modification des pratiques et des politiques de notation du crédit.

Les notes de crédit des entreprises de services publics sont demeurées inchangées en 2012. En mai 2012 et en juillet 2012, S&P et DBRS, respectivement, ont confirmé les notes de crédit de la Société. En raison des plans de financement de la Société relativement à l'acquisition proposée de CH Energy Group et à l'achèvement prévu de l'Expansion Waneta selon l'échéancier et le budget prévus, S&P et DBRS ont également retiré les notes de « sous surveillance avec perspective négative » et de « sous surveillance avec perspective évolutive », respectivement, où les notes avaient été placées en février 2012.

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 en flux de trésorerie de la Société sont présentés à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Expropriation relative à une participation dans Belize Electricity : En 2008, le gouvernement nouvellement élu du Belize a remplacé la méthode d'établissement des tarifs d'électricité au Belize par une méthode qui ne permettait plus à Belize Electricity de recouvrer un coût du service raisonnable ni de réaliser un taux de rendement raisonnable sur son investissement, dans les limites permises par la loi et, par conséquent, la Société croit que le gouvernement du Belize a rompu les engagements qu'il avait pris au moment de la vente des actions de Belize Electricity à Fortis en 1999. En s'appuyant sur la nouvelle méthode d'établissement des tarifs d'électricité, la Public Utilities Commission du Belize a refusé, dans sa décision finale de juin 2008, d'accorder à Belize Electricity une hausse des tarifs facturés aux clients, et a par la suite modifié cette décision par une baisse de 15 % de ces tarifs, nonobstant le fait qu'une hausse des tarifs d'électricité était requise afin de financer adéquatement les activités de l'entreprise de services publics. Le gouvernement du Belize a aggravé encore les difficultés financières de Belize Electricity par une hausse de la taxe d'affaires de la société, qui est passée de 1,75 % à 6,5 % en 2010. En raison d'une hausse du coût de l'électricité achetée, de la hausse de la taxe d'affaires et du refus, mentionné plus haut, de transférer une compensation dans les tarifs imposés aux clients, Belize Electricity a eu besoin d'une aide financière à court terme du gouvernement du Belize au printemps de 2011. Parmi les options d'aide financière proposées par Belize Electricity, le gouvernement du pays a opté pour le paiement à l'avance de certaines de ses factures d'électricité, lequel a permis à la société de respecter ses obligations d'achat d'électricité auprès de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), société d'État mexicaine, jusqu'à la fin de juin 2011, après quoi Belize Electricity aurait été capable de combler ses besoins énergétiques en s'approvisionnant à moindres coûts auprès de centrales hydroélectriques locales, ce qui aurait coïncidé avec le commencement de la saison des pluies au Belize, plutôt qu'auprès de la CFE.

Le 20 juin 2011, le gouvernement du Belize a adopté en une journée l'*Electricity (Amendment) Act 2011* (« loi sur l'acquisition ») et l'*Electricity (Assumption of Control over Belize Electricity Limited) Order 2011* (« décret sur l'acquisition »), afin d'exproprier la participation majoritaire de la Société dans Belize Electricity, mais n'a exproprié aucune des participations minoritaires, lesquelles continuent d'être détenues par le Social Security Board of Belize et des résidents béliens. L'argument de bien du public visé par la loi sur l'acquisition, utilisé comme fondement à la décision d'exproprier Belize Electricity, était de « maintenir un approvisionnement ininterrompu et fiable d'électricité au public ». La Société a protesté qu'aucun risque d'interruption de service ou de manque de fiabilité de l'approvisionnement n'existait au moment de l'expropriation et, bien que Belize Electricity éprouvât des difficultés financières en 2011, celles-ci étaient causées par le gouvernement du Belize qui, par conséquent, ne peut prendre prétexte d'une situation qu'il a lui-même créée pour justifier l'expropriation de Belize Electricity.

Quatre jours après l'expropriation de l'investissement de la Société dans Belize Electricity, la Cour d'appel du Belize a jugé inconstitutionnelle et sans effet une semblable expropriation en 2009 du contrôle de Belize Telemedia Limited (« Belize Telemedia »), société ouverte de services de télécommunications au Belize. Plutôt que d'accepter la décision et de la porter en appel, le gouvernement du Belize a mis en vigueur une loi d'expropriation dans sa version révisée afin de conserver le contrôle de Belize Telemedia et a proposé au même moment un amendement à la constitution, dont l'effet présumé visait à : i) déclarer propriété du gouvernement du Belize trois fournisseurs de services publics expressément désignés, y compris Belize Electricity et Belize Telemedia; ii) considérer l'expropriation de Belize Electricity et la seconde expropriation de Belize Telemedia comme ayant été faites pour le bien public; et iii) priver les tribunaux de leur compétence de réviser les expropriations faites par le gouvernement du Belize.

Le 21 octobre 2011, Fortis a déposé auprès de la Cour Suprême du Belize un recours en contestation de l'expropriation par le gouvernement du Belize de l'investissement de la Société dans Belize Electricity fondée sur la loi sur l'acquisition et le décret sur l'acquisition (« recours n° 673 de 2011 »). Le 25 octobre 2011, le *Belize Constitution (Eighth Amendment) Act 2011* (« huitième amendement ») a été promulgué pour valider l'expropriation par le gouvernement du Belize de Belize Electricity et Belize Telemedia et la protéger des recours. En raison de ce qui précède, Fortis a modifié par la suite son recours n° 673 de 2011 pour contester également la constitutionnalité du huitième amendement.

Le 11 juin 2012, la division de première instance de la Cour suprême du Belize a rendu son jugement à l'égard des recours *British Caribbean Bank Limited v Attorney General et al* (« recours n° 597 de 2011 ») et *Dean Boyce v Attorney General et al* (« recours n° 646 de 2011 ») (collectivement « le jugement Telemedia ») institués à l'encontre de ladite seconde expropriation de Belize Telemedia. La Cour a établi que la seconde expropriation des biens des appelantes par le gouvernement du Belize contestée dans ces recours était inconstitutionnelle, nulle et sans effet. Le juge a déterminé qu'une grande partie du huitième amendement était invalide, mais a conclu qu'il pouvait exclure des parties des articles 143 et 144 du huitième amendement qui confèrent au gouvernement du Belize la propriété des entreprises de services publics désignées, de telle sorte qu'il ne pouvait dessaisir le gouvernement du contrôle de Belize Telemedia. Le juge a ainsi déterminé qu'en vertu de la constitution du Belize, la demande de réparation des appelantes était rejetée.

L'audience du recours n° 673 de 2011 de la Société a eu lieu le 2 juillet 2012 devant le même juge qui avait rendu le jugement Telemedia. Le juge a conclu être lié par les raisons qu'il avait exposées dans le jugement Telemedia et a rejeté le recours n° 673 de 2011 de la Société au motif que les parties exclues du huitième amendement empêchaient le dessaisissement du gouvernement du Belize de la propriété et du contrôle de Belize Electricity, nonobstant la loi sur l'acquisition et le décret sur l'acquisition, lesquels sont pratiquement identiques aux dispositions de l'expropriation de 2009 de Belize Telemedia qui ont été invalidées par la Cour d'appel du Belize. Le juge a par conséquent rejeté la demande de réparation de Fortis.

Le 5 juillet 2012, Fortis a interjeté appel du jugement rendu le 2 juillet 2012 par la cour de première instance auprès de la Cour d'appel du Belize. La Cour d'appel du Belize a reçu une demande pour que l'appel de la Société soit regroupé avec l'appel et le contre-appel du jugement Telemedia et a donné instruction que les appels soient entendus de façon accélérée dès le 8 octobre 2012.

Dans son appel, Fortis prétend que la loi sur l'acquisition viole la constitution du Belize et devrait être invalidée pour les raisons suivantes : i) la loi sur l'acquisition ne définit ni les principes ni la façon pour déterminer un dédommagement raisonnable dans un délai raisonnable; ii) la loi sur l'acquisition ne définit ni les principes ni la façon pour accorder un dédommagement raisonnable dans un délai raisonnable; iii) la loi sur l'acquisition ne prévoit pas un droit de recours aux tribunaux du Belize afin de faire respecter un droit à dédommagement; et iv) certains articles de la loi sur l'acquisition enfreignent certains articles de la constitution du Belize. Fortis prétend également que le décret sur l'acquisition viole les droits constitutionnels de la Société et devrait être invalidé pour les raisons suivantes : i) il est disproportionné; ii) l'expropriation de Belize Electricity par le gouvernement du Belize est arbitraire puisque le gouvernement du Belize n'a pas fait l'acquisition des participations minoritaires dans Belize Electricity détenues par le Social Security Board ou des résidents béliziens, violant ainsi la constitution du Belize; et iii) le droit d'être entendu par le ministre des Entreprises de services publics du Belize n'a pas été accordé à Fortis avant que son bien ne soit acquis par la contrainte par le gouvernement du Belize. Fortis allègue également que les parties maintenues des articles 143 et 144 du huitième amendement sont tout aussi invalides et que leur maintien n'aurait pas dû empêcher d'accorder la réparation demandée par Fortis pour plusieurs raisons, y compris le fait que lesdites dispositions sont sans effet puisqu'elles : i) privent les tribunaux du Belize de leur compétence de mener les enquêtes obligatoires prévues par la constitution pour déterminer l'intérêt ou le droit d'une personne relativement à un bien acquis par la contrainte, peu importe que son acquisition soit pour le bien public, ainsi que le montant du dédommagement auquel une personne a droit et le respect du droit de la personne à un tel dédommagement; ii) ne respectent pas le principe de l'égalité devant la loi et de la primauté du droit; et iii) ne peuvent pas à elles seules traduire l'intention de la législature du gouvernement du Belize et sont inextricablement liées aux dispositions législatives jugées inconstitutionnelles par le jugement Telemedia.

L'audition de l'appel regroupé a eu lieu du 8 octobre au 10 octobre 2012. Toutefois, comme un des juges d'appel fait l'objet d'une plainte devant le conseil de la magistrature du Belize par une partie au jugement Telemedia, la récusation de ce juge a été demandée, mais a été rejetée par la suite par la majorité des juges de l'appel. En décembre 2012, la Caribbean Court of Justice (« CJJ ») a examiné une demande d'autorisation spéciale d'appeler de la décision majoritaire susmentionnée de rejeter la récusation du juge en question. Pendant la présentation du mémoire de la demande d'autorisation d'appel, le CCJ a consenti à ce que la décision de ne pas récuser le juge devienne un motif d'appeler du jugement de la Cour d'appel du Belize, de sorte que la demande d'autorisation spéciale d'appel a été retirée par les demandeurs.

L'avocat du gouvernement du Belize a admis au cours de l'audience de l'appel regroupé en octobre 2012 que la loi sur l'acquisition et le décret sur l'acquisition étaient contraires aux lois actuellement en vigueur au Belize, du fait de la décision de la Cour d'appel du Belize sur l'expropriation de Belize Telemedia en 2009, mais que les dispositions maintenues du huitième amendement s'opposaient à la restitution à Fortis du contrôle de Belize Electricity. La décision de la Cour d'appel du Belize est en instance. Toute décision de la Cour d'appel du Belize peut être portée en appel à la CCJ, la plus haute cour judiciaire d'appel au Belize.

N'exerçant plus le contrôle des 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 exproprié dans Belize Electricity dans les autres actifs à long terme dans le bilan consolidé. Au 31 décembre 2012, l'autre actif à long terme, y compris les écarts de conversion, s'élevait à 104 millions \$ (106 millions \$ au 31 décembre 2011). Fortis a commandé une évaluation indépendante de son investissement exproprié et a soumis sa demande de dédommagement au gouvernement du Belize en novembre 2011. La valeur comptable de l'autre actif à long terme était inférieure à la juste valeur à la date de l'expropriation selon les experts indépendants. Le gouvernement du Belize a également commandé une évaluation de Belize Electricity, qui est considérablement plus basse que la juste valeur déterminée selon l'évaluation de la Société et la valeur comptable de l'autre actif à long terme. Bien que Fortis et les représentants et les conseillers indépendants du gouvernement du Belize aient discuté en 2012 des différences entre les hypothèses utilisées pour les évaluations, aucune discussion n'a porté sur le montant d'un quelconque dédommagement.

Fortis croit que cette affaire, jugée devant les cours du Belize, est solide et appuie l'inconstitutionnalité de l'expropriation. Il existe toutefois une possibilité raisonnable que l'issue du litige soit défavorable à la Société et que le montant du dédommagement qui sera par ailleurs versé à Fortis selon les lois régissant l'expropriation de Belize Electricity soit inférieur à la valeur comptable de l'investissement exproprié dans Belize Electricity. Si l'expropriation est jugée inconstitutionnelle, il est impossible de déterminer à l'heure actuelle la nature de la réparation qui serait accordée à Fortis, notamment : i) l'ordonnance de rendre les actions à Fortis et/ou l'octroi de dommages-intérêts; ou ii) l'ordonnance de dédommagement à verser à Fortis pour l'expropriation inconstitutionnelle de son investissement. D'après les informations disponibles actuellement, l'autre actif à long terme n'est pas réputé avoir subi de dépréciation au 31 décembre 2012. Fortis continuera de le soumettre à un test de dépréciation chaque période financière, d'après son appréciation de l'issue, le cas échéant, des procédures judiciaires ou du règlement négocié d'un dédommagement. En plus de la contestation constitutionnelle liée à l'expropriation, Fortis est également à la recherche d'autres options pour obtenir un dédommagement équitable, y compris un dédommagement en vertu du traité bilatéral d'investissement entre le Belize et le Royaume-Uni.

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. Au 28 février 2013, Belize Electricity devait 5 millions \$ US en achats d'énergie en souffrance à BECOL, ce qui représente plus de 20 % 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. De plus, à FortisBC Electric, les écarts entre les produits tirés de l'électricité et les prévisions aux fins de l'établissement des tarifs peuvent faire l'objet d'un traitement en compte de report approuvé par la BCUC. L'absence des mécanismes de report approuvés par les organismes de réglementation susmentionnés pourrait avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation et la situation financière des entreprises de services publics.

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 grande incidence 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 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 pourraient toucher les territoires servis par la Société.

Les actifs et les bénéfices 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, tandis que les actifs et les bénéfices de FortisAlberta sont exposés au risque de tornade. 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 que les entreprises de services publics de Fortis Turks and Caicos ne disposent pas d'un mécanisme particulier de recouvrement des coûts en cas d'ouragan, elles peuvent demander une augmentation des tarifs l'année suivante si leur RAB réel est moins élevé que leur RAB autorisé en raison de coûts additionnels attribuables à un ouragan ou à tout autre phénomène climatique important. Dans la plupart des cas, les autres entreprises de services publics réglementés de la Société peuvent déposer des demandes auprès de leur organisme de réglementation respectif pour obtenir un dédommagement pour leurs principales dépenses incontrôlables, y compris les dépenses liées aux phénomènes climatiques importants.

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 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. Les sociétés FortisBC Energy ont recours à différentes stratégies pour réduire l'exposition des tarifs facturés aux clients à la volatilité des prix du gaz naturel. À la demande de la BCUC, les sociétés FortisBC Energy avaient mis fin à la plupart des activités de couverture au premier semestre de 2011, les couvertures actuellement en place étant maintenues jusqu'à leur expiration. L'absence de couvertures pourrait se traduire par une exposition accrue des clients à la volatilité des prix du marché dans l'avenir.

La plupart des entreprises de services publics réglementés d'électricité de la Société sont exposées au risque lié au prix des marchandises surtout 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 aux tarifs de base ou d'utiliser 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 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 négative importante sur les résultats d'exploitation et la situation financière 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. La Société ne détient ni n'émet d'instruments dérivés à des fins de transaction et limite généralement l'utilisation des instruments dérivés à ceux qui peuvent servir de couvertures comptables ou économiques. L'évaluation à la valeur de marché est le traitement comptable par défaut pour tous les instruments dérivés à moins qu'ils soient admissibles et désignés pour l'une des méthodes comptables facultatives. L'évaluation à la valeur de marché nécessite que l'instrument dérivé soit comptabilisé à la juste valeur et que les variations de la juste valeur soient comptabilisées en résultat. Au 31 décembre 2012, les instruments dérivés de la Société étaient composés de contrats d'options sur combustible, de swaps et de contrats d'options sur gaz naturel ainsi que de primes liées aux contrats d'achat de gaz. Les contrats d'options sur combustible sont détenus par Caribbean Utilities et les autres instruments dérivés sont détenus par les sociétés FortisBC Energy. Aux sociétés FortisBC Energy et Caribbean Utilities, la différence entre le montant comptabilisé au moment de la variation de la juste valeur d'un instrument financier dérivé et le montant recouvré auprès des clients dans les tarifs courants est assujettie au traitement de report réglementaire. Ce montant doit être recouvré auprès des clients ou remboursé aux clients dans les tarifs futurs.

Le bénéfice que la Société tire des filiales étrangères et l'investissement net 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 au niveau 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. La monnaie de présentation des états financiers de Belize Electricity est le dollar bélizien, dont la valeur est fondée sur celle du dollar américain.

Au 31 décembre 2012, la dette à long terme de 557 millions \$ US (550 millions \$ US au 31 décembre 2011) de la Société avait été désignée comme couverture efficace des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers. Au 31 décembre 2012, la Société avait des investissements nets dans des établissements étrangers d'environ 17 millions \$ US (6 millions \$ US au 31 décembre 2011) non encore couverts. Les variations des taux de change liées à la conversion des emprunts en dollars américains faits par la Société et désignés comme couvertures sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu et servent à contrebalancer les gains et les pertes de change latents sur les investissements nets dans des établissements étrangers, qui sont aussi comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.

Avec prise d'effet le 20 juin 2011, l'actif de la Société associé à son investissement exproprié 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 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 les pertes de change à la conversion de l'autre actif à long terme associé à Belize Electricity et la dette de la Société libellée en dollars américains qui était auparavant admissible comme couverture de l'investissement étaient comptabilisés en résultat. En 2012, la Société avait comptabilisé en résultat des pertes de change d'environ 2 millions \$. En 2011, la Société avait comptabilisé en résultat un gain de change net d'environ 1 million \$ (1,5 million \$ après impôts).

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 \$ = 0,9949 \$ au 31 décembre 2012 se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse du résultat de base par action ordinaire de Fortis de 2 ou 3 cents en 2013, compte non tenu de l'incidence de l'acquisition imminente de CH Energy Group.

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 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 2012, 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 de ces dernières années.

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 brute 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. Récemment, les tarifs d'électricité en Colombie-Britannique ont subi des pressions à la hausse attribuables aux nouveaux investissements requis dans les secteurs de la production et du transport d'électricité. De plus, l'offre croissante de gaz naturel en Amérique du Nord, provenant notamment de la production de gaz de schiste, a fait baisser le prix du gaz naturel. Ces facteurs ont permis d'améliorer la compétitivité du gaz naturel sur une base opérationnelle. Néanmoins, les écarts entre les coûts en capital initiaux des chauffe-eau et des systèmes de chauffage résidentiel au gaz naturel et ceux à l'électricité posent un défi pour la compétitivité du gaz naturel sur le plan de la capitalisation du coût entier. À plus long terme, l'augmentation moins considérable de la production de gaz naturel imputable aux faibles prix du marché, la demande accrue attribuable à la croissance du secteur industriel, la mise hors service de centrales alimentées au charbon et le potentiel d'exportation de GNL pourraient entraîner une hausse importante de la volatilité et des prix du gaz sur le marché. Ces facteurs pourraient avoir une incidence sur la compétitivité du gaz naturel à plus long terme.

Les politiques gouvernementales se sont également répercutées sur le caractère concurrentiel du gaz naturel et la manière dont ses avantages sont perçus en Colombie-Britannique. En 2008, le gouvernement de la Colombie-Britannique a apporté des modifications à sa politique énergétique, y compris des cibles de réduction des émissions de GES et une taxe à la consommation sur les combustibles à base de carbone. Il n'a toutefois pas instauré une taxe sur les émissions carboniques de l'électricité importée issue de la combustion de combustibles à base de carbone. Ces modifications à la politique énergétique pourraient avoir une incidence considérable sur la compétitivité du gaz naturel par rapport aux sources d'énergie autres qu'à base de carbone ou aux autres sources d'énergie.

Il existe d'autres enjeux concurrentiels qui se répercutent sur la pénétration du gaz naturel dans les nouvelles offres d'habitations tels que les attributs écologiques de la source d'énergie et le type de logements construits. Ces dernières années, les sociétés FortisBC Energy ont vu le pourcentage de maisons neuves utilisant le gaz naturel baisser par rapport au nombre total d'habitations construites à l'échelle de la Colombie-Britannique.

Dans l'avenir, si le gaz naturel devenait moins concurrentiel en raison de la tarification ou d'autres facteurs, 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 remplaceront leur chaudière, leur chauffe-eau et d'autres appareils. Les conditions énoncées précédemment pourraient entraîner un accroissement des tarifs facturés à la clientèle et, au pire, pourraient en fin de compte empêcher 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 du Lower Mainland, de l'intérieur 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, notamment dans le carrefour commercial de Sumas, qu'ailleurs en Amérique du Nord en raison des périodes de pointe hivernales, au cours desquelles les ressources de stockage et de transport par pipeline ne suffisent pas à répondre à la demande de gaz naturel en Colombie-Britannique et dans la région du Pacific Northwest 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. L'ajout de l'installation de stockage de GNL sur l'île de Vancouver en 2011 a permis d'atténuer ce risque en assurant l'approvisionnement à court terme du réseau par temps froid ou en situation d'urgence.

Des projets réalisés dans la région pourraient avoir une incidence sur la capacité des sociétés FortisBC Energy d'avoir accès à un approvisionnement économique par rapport aux autres marchés régionaux, en raison de la demande croissante de gaz de la part de la Colombie-Britannique. La capacité de transport de gaz par pipeline de la Colombie-Britannique vers des marchés extérieurs a augmenté au cours des dernières années, ce qui pourrait entraîner à long terme une hausse des prix facturés aux clients. Le développement potentiel de grandes installations de GNL aux fins de l'exportation de gaz vers les marchés asiatiques pourrait également accroître considérablement la demande de gaz naturel de la Colombie-Britannique et exercer des pressions à la hausse sur les prix.

L'infrastructure régionale à capacité limitée, la forte dépendance envers le réseau pipelinier Spectra et l'accroissement de la demande d'exportation de gaz provenant de la Colombie-Britannique augmentent le risque que les sociétés FortisBC Energy soient dans l'incapacité d'assurer l'approvisionnement aux clients de manière fiable et rentable à long terme.

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 servis 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.

FortisBC Electric a conclu un contrat d'approvisionnement en électricité avec BC Hydro visant la vente de l'électricité produite par sa centrale hydroélectrique non réglementée Walden. Le contrat devrait prendre fin au quatrième trimestre de 2013. Par conséquent, la société est exposée au risque d'être dans l'incapacité de vendre l'énergie produite par cette installation à des conditions similaires au-delà de la date d'expiration du contrat actuel.

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. En mai 2012, la BCUC a établi que l'entente signée était dans l'intérêt public et qu'une audience n'était pas nécessaire. La BCUC a accepté que l'entente soit déposée comme un contrat d'approvisionnement en énergie et a enjoint à FortisBC Electric d'élaborer une proposition de nivellement des tarifs dans le cadre d'une soumission distincte ou dans le cadre de sa prochaine demande relative aux besoins en revenus.

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 58 % du total des employés de ces entreprises de services publics participent à ces régimes.

Les régimes de retraite à prestations déterminées font l'objet de jugements utilisés pour le calcul de l'obligation prévue 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 prévue 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 prévues au titre des prestations constituées et le coût net des régimes de retraite. 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.

Rapport de gestion

Des fluctuations du marché ayant une incidence sur les taux d'actualisation, lesquels servent à évaluer les obligations prévues au titre des prestations constituées à la date d'évaluation, 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 et de l'obligation prévue 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 actuellement approuvés par les organismes de réglementation resteront en place dans l'avenir. L'incapacité de transférer le coût net des régimes de retraite dans les tarifs imposés aux clients pourrait avoir une incidence négative importante sur les résultats d'exploitation et la situation financière 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 eu à prendre en charge le coût complet du gaz naturel et tous les autres coûts du service. De plus, la BCUC, dans sa décision à l'égard des besoins en revenus de la société pour 2012–2013, a approuvé le maintien du compte de report pour les produits excédentaires, qui continue de permettre à FEVI de recouvrer les coûts excédant le coût du service approuvé de FEVI auprès des clients. De plus, le solde de 29 millions \$ des prêts sans intérêt accordés par les gouvernements, qui est actuellement traité comme contribution gouvernementale en réduction des immobilisations de services publics, 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 ou de l'eau par les entreprises de services publics a principalement trait au transport, à la manutention et au stockage d'importants volumes de combustible, à l'utilisation et à l'élimination de produits à base de pétrole, surtout l'huile de transformateurs et l'huile de graissage, dans le cours des activités normales d'exploitation et de maintenance des entreprises de services publics, et aux émissions causées par la combustion du combustible pendant la production d'électricité, principalement pour les entreprises de services publics réglementés de la Société dans les Caraïbes. Le risque de contamination de l'air, du sol ou de l'eau par les entreprises de services publics de gaz naturel est surtout lié aux fuites de gaz naturel et de propane et à d'autres accidents touchant ces substances.

La gestion des émissions de GES constitue la principale préoccupation environnementale des entreprises de services publics réglementés de gaz de la Société, 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 de la *Greenhouse Gas Reduction Targets Act*. Le plan énergétique 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 l'adoption 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. 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 2011, les sociétés FortisBC Energy ont commencé à déclarer leurs émissions de GES conformément au règlement sur la déclaration des émissions en vertu de la *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act*. Les sociétés FortisBC Energy continuent de déclarer leurs émissions de GES en vertu du Programme de déclaration des émissions de GES d'Environnement Canada. 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.

La ratification par le Royaume-Uni de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques et son Protocole de Kyoto ont été reconduits 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. À l'heure actuelle, le Canada négocie un nouveau traité international sur les changements climatiques qui pourrait forcer l'ensemble des principaux émetteurs de GES à prendre des engagements fermes de réduction des émissions de GES d'ici 2015. Il est difficile de prévoir les incidences que ce processus 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 sur les 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 liés 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 le matériel, et une défaillance du matériel. Les coûts liés aux mesures de protection de l'environnement, à la conformité aux lois, règlements et directives en matière d'environnement ou aux dommages pourraient devenir importants pour la Société et ses filiales. En outre, le processus d'obtention 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 2012, aucun passif environnemental important n'était comptabilisé dans les états financiers consolidés audités de 2012 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 accueilleraient favorablement les demandes des entreprises de services publics et, par conséquent, les coûts non recouverts, s'ils étaient élevés, pourraient avoir une incidence importante négative sur les résultats d'exploitation 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 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 d'ici la fin de 2014. 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 2012, 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. Il n'existe aucune garantie que les types de dommages subis par la Société et ses filiales seront couverts par ces assurances. Les entreprises de services publics réglementés de la Société déposeraient certainement des demandes auprès de leur organisme de réglementation respectif pour 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 approuvera 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 réglementée de la Société pourraient ne pas être en mesure d'obtenir ou de conserver la totalité des approbations réglementaires nécessaires. S'il survenait un délai dans l'obtention de toute approbation réglementaire 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 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 ainsi que de l'ordonnance de la Commission mixte internationale pour le lac Kootenay. Les autorités gouvernementales au Canada et aux États-Unis peuvent, en vertu du Traité et de l'ordonnance de la Commission mixte internationale, 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 sert 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, ou en l'absence de celui-ci, 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*. La société et la municipalité doivent s'entendre sur le prix, sinon ce prix sera déterminé par l'AUC. En outre, en vertu de la 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 que l'AUC peut déterminer que la municipalité doit verser un dédommagement à la société 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. Cette érosion de la base tarifaire pourrait avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation et la situation financière de FortisAlberta. Aucune opération n'est actuellement en cours avec FortisAlberta en vertu de la *Municipal Government Act* (Alberta).

Transition aux nouvelles normes comptables : En juin 2011, la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (« CVMO ») a rendu une décision accordant une dispense à Fortis et à ses filiales émettrices assujetties qui permet de préparer leurs états financiers, à compter du 1^{er} janvier 2012 et 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 ont donc adopté les PCGR des États-Unis au lieu des Normes internationales d'information financière (« IFRS ») au 1^{er} janvier 2012. Le bénéfice qui sera comptabilisé en vertu des PCGR des États-Unis est plus étroitement aligné sur le 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 aurait causé une importante volatilité du bénéfice consolidé de la Société.

Si la dispense accordée par la CVMO n'est pas maintenue après le 31 décembre 2014, la Société et ses filiales émettrices assujetties seront tenues de devenir des émetteurs inscrits auprès de la SEC pour continuer de présenter leur information financière selon les PCGR des États-Unis. Si la Société et ses filiales émettrices assujetties ne deviennent pas des émetteurs inscrits auprès de la SEC ou ne sont pas admissibles à le devenir, elles seront tenues d'adopter les IFRS avec prise d'effet le 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 résultat 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 « Nouvelles normes et méthodes comptables » 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'impôt. À l'heure actuelle, les dividendes versés par les filiales étrangères à même le bénéfice d'une entreprise active généré dans un territoire avec lequel le Canada n'a pas conclu de traité fiscal sont assujettis à l'imposition au Canada lorsqu'ils sont versés à la société mère canadienne. Toutefois, des modifications législatives apportées par le gouvernement du Canada obligent les gouvernements de ces territoires libres d'impôt à signer des traités fiscaux ou autres accords généraux d'échange de renseignements fiscaux (« AERF ») avec le Canada. Dès l'entrée en vigueur des AERF, les dividendes versés à même le bénéfice d'une entreprise active généré après la date d'entrée en vigueur des AERF seront exonérés d'impôt s'ils sont reçus au Canada. Si les territoires n'arrivent pas à établir de traités fiscaux ou d'AERF dans les cinq années suivant le début des négociations visant un traité ou des AERF, les bénéfices des filiales canadiennes exerçant leurs activités dans ces territoires seront assujettis à l'impôt selon la comptabilité d'exercice comme s'ils étaient réalisés au Canada.

Des AERF ont été conclus avec les îles Caïmans, les Bermudes et les îles Turks et Caïcos. Les négociations entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Belize à ce sujet ont commencé en juin 2010. Fortis prévoit qu'un AERF avec le Belize entrera en vigueur avant que l'échéance de cinq ans ne se soit écoulée.

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 Caicos, à compter du 1^{er} janvier 2011, peut être rapatrié au Canada libre d'impôt. 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 consentis par une filiale étrangère à sa société mère, devront maintenant être remboursés dans un délai de deux ans, après quoi tout solde sera inclus dans le revenu imposable de la société mère canadienne. Fortis utilise les prêts en amont sans intérêt consentis par ses filiales des Caraïbes comme un moyen de rapatrier les bénéfices avec report d'impôts. Au 31 décembre 2012, la Société avait des prêts en amont totalisant environ 67 millions \$ qui devront désormais être remboursés avant le 19 août 2013, date à laquelle tout solde sera inclus dans les bénéfices imposables de la Société. Au 31 décembre 2012, la Société disposait de prêts en aval d'environ 17 millions \$ qui peuvent être utilisés pour compenser les incidences découlant du remboursement des prêts en amont. En novembre 2012, un allègement transitoire a été offert à l'égard des règles régissant les prêts en amont, qui proposait le report de la période de remboursement des prêts en amont en cours, pour la faire passer d'août 2013 à août 2016.

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 avant l'entrée en vigueur d'un AERF. Fortis pourra ainsi recevoir des Caraïbes un remboursement de capital libre d'impôt, qui pourra être utilisé pour rembourser les prêts en amont, permettant ainsi à la Société de se conformer aux propositions législatives mentionnées ci-dessus.

Selon les modalités de ses actions privilégiées de premier rang, la Société est assujettie à l'impôt de la partie VI.1 qui est, en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada), associé aux dividendes sur les actions privilégiées de premier rang. Les sociétés assujetties à l'impôt de la partie VI.1 bénéficient d'une déduction équivalente d'impôt de la partie I. Comme il est permis en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada), une société peut attribuer à ses filiales connexes son passif d'impôts de la partie VI.1 et sa déduction équivalente d'impôt de la partie I. Par le passé, Fortis a attribué ces éléments à Maritime Electric, Newfoundland Power et FortisOntario.

Au moment de la transition aux PCGR des États-Unis, la Société a diminué de 20 millions \$ ses bénéfices non répartis d'ouverture consolidés de 2012 afin de refléter l'incidence des différences entre la loi fiscale en vigueur et celle pratiquement en vigueur utilisée pour calculer les cotisations et paiements antérieurs d'impôt de la partie VI.1 et le recouvrement de l'impôt de la partie I. Cet ajustement était nécessaire, car les PCGR des États-Unis exigent que les provisions pour impôt soient calculées d'après la loi en vigueur et non selon la loi pratiquement en vigueur. Un certain nombre de modifications législatives qui révisaient les taux applicables à l'impôt de la partie VI.1 au Canada ne sont pas encore adoptées. L'ajustement transitoire exigé par les PCGR des États-Unis, de même que certains montants comptabilisés en 2012, s'inverseront grâce au bénéfice de périodes ultérieures de la Société, lorsque la loi sera entièrement en vigueur, probablement en 2013, ou lorsqu'un nouvel avis de cotisation sera reçu pour les années d'imposition pour lesquelles l'impôt à payer selon les PCGR des États-Unis, ayant été calculé à l'aide de taux en vigueur plutôt que de taux pratiquement en vigueur aux fins de la présentation de l'information financière, sera frappé de prescription. En 2012, Newfoundland Power a comptabilisé un ajustement favorable de 2,5 millions \$ au titre des impôts sur les bénéfices associé à l'impôt de la partie VI.1 frappé de prescription (1 million \$ en 2011).

Rapport de gestion

Toute modification future d'autres lois fiscales pourrait aussi avoir une incidence importante sur le bénéfice consolidé de la Société. Voir aussi la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Risque lié à la réglementation » du présent rapport de gestion.

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, y compris l'infrastructure de communication et les systèmes connexes qui sont nécessaires à la communication de renseignements importants sur la sécurité des appareils mobiles au personnel sur le terrain ainsi que d'informations sur la facturation, la consommation et la gestion de la charge aux clients, le cas échéant, et qui appuient les volets financier et général de l'exploitation de l'entreprise. Bien que diverses mesures de protection des systèmes d'information contre les cyberattaques aient été mises en place par les entreprises de services publics, rien ne garantit que ces attaques ne surviendront pas. 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 terres des Premières nations et ont des installations de distribution de gaz et des installations de production et de transport et 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 les gouvernements de la Colombie-Britannique et du Canada 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 résultats d'exploitation et à la situation financière des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric.

La Cour suprême du Canada a décidé en 2010 qu'avant la délivrance d'approbations réglementaires relatives à l'ajout de nouvelles installations, la BCUC doit déterminer si la Couronne a l'obligation de consulter les Premières nations et de les accommoder et, si c'est le cas, établir si ces consultations et accommodements étaient convenables. Ce qui précède peut avoir une incidence sur le calendrier, 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.

La convention collective entre les sociétés FortisBC Energy et la section locale 378 du Syndicat canadien des employées et employés professionnels et de bureau (« SEPB ») qui représente les employés occupant des postes administratifs et de soutien opérationnel est arrivée à échéance le 31 mars 2012. Une nouvelle convention collective d'une durée de trois ans, venant à échéance le 31 mars 2015, a été conclue au début de 2013.

Une convention collective entre les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric et la section locale 378 qui représente les employés du service à la clientèle vient à échéance le 31 mars 2014.

La convention collective entre les sociétés FortisBC Energy et la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (« FIOE »), section locale 213, a expiré le 31 mars 2011. La section locale 213 de la FIOE représente les employés dans des professions précises des secteurs du transport et de la distribution d'électricité. Une nouvelle convention collective d'une durée de quatre ans, venant à échéance le 31 mars 2015, a été conclue au milieu de 2012.

La convention collective entre FortisBC Electric et la section locale 378 du Syndicat canadien des employées et employés professionnels et de bureau, section locale 378, représentant les employés qui occupent des postes administratifs et de soutien opérationnel, vient à échéance le 31 décembre 2013.

La convention collective entre FortisBC Electric et la section locale 213 de la FIOE expire le 31 janvier 2013. La section locale 213 de la FIOE représente les employés dans des professions précises des secteurs du transport et de la distribution d'électricité.

La convention collective entre FortisAlberta et le syndicat United Utility Workers' Association du Canada, section locale 200, vient à échéance le 31 décembre 2013.

Les deux conventions collectives entre Newfoundland Power et la FIOE, section locale 1620, ont expiré le 30 septembre 2011. L'une des deux conventions collectives nouvellement négociées a été ratifiée au cours du premier trimestre de 2012 et l'autre a été ratifiée en mai 2012. Les conventions durent trois ans et expirent le 30 septembre 2014.

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 font face 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.

NOUVELLES NORMES ET MÉTHODES COMPTABLES

Transition aux PCGR des États-Unis : En juin 2011, la CVMO a rendu une décision qui permet à Fortis et à ses filiales émettrices assujetties de préparer leurs états financiers, du 1^{er} janvier 2012 au 31 décembre 2014, conformément aux PCGR des États-Unis sans devenir un émetteur inscrit auprès de la SEC des États-Unis. En date du 1^{er} janvier 2012, la Société et ses filiales émettrices assujetties ont donc adopté les PCGR des États-Unis au lieu des IFRS en retraçant les périodes financières comparatives. Le bénéfice qui sera comptabilisé en vertu des PCGR des États-Unis est plus étroitement aligné sur le 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 aurait causé une importante volatilité du bénéfice consolidé de la Société. Le 16 mars 2012, Fortis a, 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, disponibles sur SEDAR. Les documents inclus dans le dépôt volontaire comprenaient aussi : i) un rapprochement détaillé entre les états financiers consolidés audités de la Société dressés selon les PCGR du Canada et les états financiers consolidés audités de la Société dressés selon les PCGR des États-Unis, pour l'exercice 2011, y compris les données comparatives de 2010, et ii) un rapprochement détaillé entre les états financiers consolidés intermédiaires non audités de 2011 de la Société dressés selon les PCGR du Canada et les états financiers consolidés intermédiaires non audités de 2011 dressés selon les PCGR des États-Unis.

Nouvelles méthodes comptables : En date du 1^{er} janvier 2012, les sociétés FortisBC Energy ont adopté de manière prospective la comptabilité d'exercice comme méthode de comptabilisation des coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans l'amortissement, comme sollicité dans leur demande de besoins en revenus pour 2012–2013, qui a été par la suite approuvée par l'organisme de réglementation dans sa décision tarifaire d'avril 2012. Le total des coûts estimatifs d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations 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 sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite du produit de récupération, sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés. Les coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont des coûts directs engagés par les sociétés FortisBC Energy au moment de la mise hors service d'actifs soit par le retrait physique des actifs, soit par le décrochage des actifs du réseau de transport ou de distribution. Avant 2012, les coûts estimatifs d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite du produit de récupération, étaient comptabilisés dans les charges d'exploitation compte tenu des écarts entre les coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les coûts prévus d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations aux fins de l'établissement des tarifs et comptabilisés dans un compte de report réglementaire aux fins de recouvrement futur auprès des clients, ou de remboursement futur aux clients, à même les tarifs à compter de 2012. En 2012, des coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 20 millions \$ ont été comptabilisés par les sociétés FortisBC Energy dans la dotation aux amortissements, et des coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 16 millions \$, déduction faite du produit de récupération, ont été engagés et comptabilisés à titre de passif réglementaire à long terme. En 2011, des coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'environ 17 millions \$, déduction faite du produit de récupération, avaient été engagés par les sociétés FortisBC Energy, 12 millions \$ ayant été comptabilisés comme charges d'exploitation, et 5 millions \$ ayant été reportés comme actif réglementaire.

Avant 2012, les écarts par rapport aux prévisions, ajustés dans le cas de certaines variations des produits et des coûts refacturés à la clientèle, ont été répartis de manière égale entre la clientèle et FortisBC Electric aux fins d'établissement des tarifs. Selon la demande déposée par FortisBC Electric relativement à ses besoins en revenus pour 2012–2013 et en vertu de l'approbation de la BCUC, la répartition des écarts positifs ou négatifs susmentionnée n'est plus en vigueur prospectivement à compter du 1^{er} janvier 2012. Depuis 2012, les écarts entre la valeur réelle des produits tirés de l'électricité et des coûts de l'électricité achetée et celle prévue aux fins d'établissement des tarifs facturés à la clientèle font l'objet d'un plein traitement en compte de report dans le but d'être recouverts auprès des clients ou remboursés aux clients à même les tarifs futurs, si bien qu'ils n'ont pas eu d'incidence sur les bénéfices de 2012. Toutefois, en date du 1^{er} janvier 2012, l'organisme de réglementation a refusé, dans sa décision à l'égard des besoins en revenus, la refacturation des frais financiers sollicitée dans la demande déposée par FortisBC Electric relativement à ses besoins en revenus pour 2012–2013. Par conséquent, un ajustement rétroactif a été comptabilisé au troisième trimestre de 2012 afin d'éliminer l'incidence de la refacturation. Les écarts entre les frais financiers réels et les frais financiers prévus aux fins d'établissement des tarifs d'électricité ont donc eu une incidence sur les bénéfices de 2012.

Depuis le 1^{er} janvier 2012, comme l'a approuvé l'organisme de réglementation, les sociétés FortisBC Energy reportent les écarts entre l'amortissement réel et l'amortissement prévu aux fins de l'établissement des tarifs de gaz naturel.

Rapport de gestion

En 2012, comme l'a approuvé l'organisme de réglementation, FortisAlberta n'a plus eu le droit de reporter les écarts de volumes de transport liés à son compte de report des charges de l'AESO. Au cours de 2012, FortisAlberta a comptabilisé des produits nets tirés du transport d'environ 8,5 millions \$ par suite de cette modification.

En date du 1^{er} janvier 2012, la Société a adopté les modifications du Topic 350 de l'Accounting Standards Codification (« ASC »), intitulé *Intangibles – Goodwill and Other* (« Topic 350 de l'ASC »), qui portent sur les tests de dépréciation de l'écart d'acquisition et a adopté par anticipation les modifications relatives aux tests de dépréciation des actifs incorporels à durée de vie indéfinie. La norme révisée permet aux entités qui soumettent l'écart d'acquisition et les actifs incorporels à durée de vie indéfinie à un test de dépréciation de faire, sur une base annuelle, une évaluation qualitative avant de calculer la juste valeur. Si les facteurs qualitatifs indiquent qu'il est probable à au moins 50 % que la juste valeur dépasse la valeur comptable, le calcul de la juste valeur n'est pas nécessaire. La version précédente du Topic 350 de l'ASC exigeait qu'une entité soumette l'écart d'acquisition et les actifs incorporels à durée de vie indéfinie à un test de dépréciation, au moins une fois par année, en calculant la juste valeur des actifs pour ensuite la comparer à leur valeur comptable. Si la valeur comptable excède la juste valeur, il faut comptabiliser une charge de dépréciation. En 2012, Fortis a décidé de soumettre certaines unités d'exploitation auxquelles un écart d'acquisition était affecté et certains actifs incorporels à durée de vie indéfinie à des évaluations quantitatives et qualitatives internes et a conclu, dans tous les cas, qu'il était probable à au moins 50 % que la juste valeur soit supérieure à la valeur comptable. Pour une analyse plus détaillée de l'évaluation de la dépréciation de l'écart d'acquisition et des actifs incorporels à durée de vie indéfinie, se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques – Évaluation de la dépréciation de l'écart d'acquisition et des actifs incorporels à durée de vie indéfinie » du présent rapport de gestion.

En date du 1^{er} janvier 2012, la Société a adopté les modifications du Topic 820 de l'ASC, intitulé *Fair Value Measurements and Disclosures*. La norme révisée améliore la comparabilité des évaluations de la juste valeur présentées dans les états financiers préparés selon les PCGR des États-Unis et les IFRS. Les modifications ne portent pas sur les éléments évalués à la juste valeur, mais apportent divers changements aux exigences d'évaluation de la juste valeur. Les modifications n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés audités de 2012 de la Société.

En date du 1^{er} janvier 2012, la Société a adopté les modifications du Topic 220 de l'ASC, intitulé *Comprehensive Income*. La norme révisée exige d'une entité qu'elle présente des éléments du résultat net et du résultat étendu dans un état continu, appelé état du résultat étendu, ou dans deux états distincts mais consécutifs. L'option de rendre compte des autres éléments du résultat étendu et de ses composantes dans l'état des capitaux propres a été éliminée. Même si la nouvelle norme modifie la présentation du résultat étendu, aucun changement n'est apporté aux éléments comptabilisés dans le résultat net ou dans les autres éléments du résultat étendu par rapport à la norme précédente. La norme modifiée n'a pas entraîné de changement dans la présentation de l'état du résultat étendu de la Société, qui est présenté dans un état distinct mais consécutif.

PRISES DE POSITION COMPTABLES FUTURES

Informations à fournir sur la compensation des actifs et des passifs : Depuis le 1^{er} janvier 2013, la Société a adopté les modifications du Topic 210 de l'ASC, intitulé *Balance Sheet – Disclosures About Offsetting Assets and Liabilities*, telles qu'elles sont présentées dans l'Accounting Standards Update No. 2011-11. Les modifications améliorent la transparence de l'incidence ou de l'incidence potentielle des accords de compensation sur la situation financière d'une entreprise en augmentant le niveau requis d'informations à fournir sur de tels accords. Les informations accrues visent à aider les utilisateurs des états financiers à comprendre les différences quantitatives importantes entre les bilans préparés selon les PCGR des États-Unis et ceux préparés selon les IFRS. Fortis ne s'attend pas à ce que l'adoption des modifications susmentionnées ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

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	2012		2011	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
(en millions \$)				
Billet de la société Waneta	47	51	45	49
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an	5 900	7 338	5 788	7 197

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 soit i) 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 ou ii) en obtenant de tiers des prix indicatifs pour des titres de créance ayant une cote similaire ou identique et ayant la même échéance résiduelle. 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.

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 exproprié de la Société dans Belize Electricity. En raison de la nature incertaine du montant final et de la capacité du gouvernement du Belize de verser le dédommagement à la juste valeur à Fortis à l'égard de l'expropriation de Belize Electricity, la Société a comptabilisé l'investissement exproprié à la valeur comptable, y compris l'effet de change, dans les autres actifs à long terme, le montant totalisant environ 104 millions \$ au 31 décembre 2012 (106 millions \$ au 31 décembre 2011).

Le tableau suivant présente en résumé les instruments dérivés de la Société.

Instruments dérivés

Aux 31 décembre	2012			2011
	Échéance	Nombre de contrats	Volume ¹⁾ (en millions \$)	Valeur comptable ²⁾ (en millions \$)
Passif				
Contrats d'options sur combustible	2013	6	14	(1)
Dérivés sur gaz naturel :				
Swaps et options sur gaz	2014	59	27	(135)
Primes liées aux contrats d'achat de gaz	2014	46	82	–

¹⁾ Pour les contrats d'options sur combustible, le volume est présenté en millions de gallons impériaux, tandis que pour les dérivés sur gaz naturel, il est présenté en PJ.

²⁾ La valeur comptable est la juste valeur estimative. Le passif représente le solde des dérivés brut.

Caribbean Utilities détient les contrats d'options sur combustible, qui servent à réduire l'incidence de la volatilité des prix du combustible sur les tarifs imposés à la clientèle, comme l'a approuvé l'organisme de réglementation en vertu du programme de gestion de la volatilité des prix du combustible de la société. Les contrats d'options sur combustible viennent à échéance au plus tard le 1^{er} octobre 2013. Environ 70 % des besoins annuels de combustible diesel de la société sont couverts par des contrats de couverture de combustible.

Les sociétés FortisBC Energy détiennent les dérivés sur gaz naturel, qui servent à fixer le prix d'achat réel du gaz naturel, la plupart des contrats d'approvisionnement en gaz naturel de ces sociétés étant assortis 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. Comme l'a exigé l'organisme de réglementation en 2011, les sociétés FortisBC Energy ont suspendu toutes leurs activités de couverture de produits de base, à l'exception de quelques swaps, comme l'autorisait l'organisme de réglementation. 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. 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 des contrats d'options sur combustible et 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 à même les tarifs futurs, comme l'autorisent les organismes de réglementation. Les justes valeurs des instruments financiers dérivés étaient comptabilisées dans les créditeurs et les autres passifs à court terme aux 31 décembre 2012 et 2011.

La juste valeur des contrats d'options sur combustible reflète seulement la valeur du dérivé sur le mazout domestique et non la variation compensatoire de la valeur des achats futurs sous-jacents de mazout domestique et est calculée à partir des prix du marché publiés pour le mazout domestique ou des biens similaires. La juste valeur des dérivés sur gaz naturel a été 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 et des dérivés sur gaz naturel étaient des estimations des montants que les services publics recevraient ou devraient payer 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 des États-Unis 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 consolidés, et sur les montants constatés des produits et des charges des périodes présentées. Les estimations et jugements reposent sur l'expérience historique, les conditions actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances. Certains montants sont comptabilisés à leur valeur estimative jusqu'à ce qu'ils soient établis conformément aux décisions réglementaires ou à d'autres démarches réglementaires. En raison de l'évolution des faits et des circonstances et de l'incertitude inhérente à l'élaboration d'estimations, les résultats réels pourraient être très différents des estimations actuelles. Les estimations et jugements sont révisés régulièrement et, lorsque des ajustements s'avèrent nécessaires, ils sont comptabilisés en résultat au cours de la période où ils sont confirmés. Les estimations comptables critiques de la Société sont analysées ci-après.

Réglementation : De façon générale, les méthodes 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. Les actifs et les passifs réglementaires découlent du processus d'établissement des tarifs des entreprises de 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 milieux réglementaires au sein desquels les entreprises de services publics de la Société exercent leurs activités exigent souvent que ces montants soient comptabilisés à leur valeur estimative jusqu'à ce qu'ils soient établis conformément aux décisions réglementaires ou à d'autres démarches réglementaires. 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. Tous les ajustements des estimations initiales qui en découlent sont comptabilisés en résultat au cours de la période où ils sont confirmés.

Au cours du deuxième trimestre de 2012, les sociétés FortisBC Energy et FortisAlberta ont reçu les décisions rendues à l'égard de leurs besoins en revenus, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, dont les incidences cumulatives, lorsque ces incidences différaient de celles estimées, ont été comptabilisées au deuxième trimestre de 2012. Aussi, au cours du deuxième trimestre de 2012, Newfoundland Power a reçu la décision touchant sa demande relative au coût du capital de 2012 approuvant une augmentation du RCP permis, en date du 1^{er} janvier 2012, dont les incidences cumulatives ont été comptabilisées au cours du deuxième trimestre de 2012. Parallèlement, FortisBC Electric a comptabilisé les incidences cumulatives de la décision rendue à l'égard de ses besoins en revenus, qui a pris effet le 1^{er} janvier 2012, au troisième trimestre de 2012, lorsque la décision a été reçue.

Au 31 décembre 2012, Fortis a comptabilisé 1 700 millions \$ dans les actifs réglementaires à court et à long terme (1 618 millions \$ au 31 décembre 2011) et 753 millions \$ dans les passifs réglementaires à court et à long terme (663 millions \$ au 31 décembre 2011).

Amortissements : Les amortissements sont, par nature, une estimation fondée principalement sur la durée de vie utile des actifs. L'estimation de la durée de vie utile se fonde sur des faits courants et l'information historique, et tient compte de la durée de vie prévue des actifs. Au 31 décembre 2012, les immobilisations de services publics consolidés de la Société, les biens productifs et les immobilisations incorporelles s'établissaient à environ 10,6 milliards \$, soit près de 71 % du total des actifs consolidés, alors qu'au 31 décembre 2011, les immobilisations de services publics consolidés, les biens productifs et les immobilisations incorporelles s'étaient établis à environ 9,9 milliards \$, soit près de 70 % du total des actifs consolidés. L'augmentation des immobilisations a principalement été associée aux dépenses en immobilisations, lesquelles ont totalisé quelque 1,1 milliard \$ en 2012. La dotation aux amortissements a été de 470 millions \$ en 2012 en regard de 416 millions \$ en 2011. 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 facturés aux clients, les entreprises de services publics réglementés de la Société soumettent des taux d'amortissement jugés appropriés à l'approbation des organismes de réglementation respectifs. Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, FortisAlberta, Newfoundland Power et Maritime Electric ont enregistré des coûts estimatifs d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans la dotation aux amortissements, la charge d'amortissement étant constatée à titre de passif réglementaire à long terme. Les coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés.

Comme l'exige l'organisme de réglementation, depuis le 1^{er} janvier 2012, les taux d'amortissement des sociétés FortisBC Energy comprennent maintenant un montant autorisé aux fins réglementaires pour être enregistré dans les coûts estimatifs d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite du produit de récupération. L'incidence de l'inclusion, en date du 1^{er} janvier 2012, des coûts comptabilisés d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans les taux d'amortissement est reflétée dans les besoins en revenus approuvés des sociétés FortisBC Energy et les tarifs imposés à la clientèle qui en découlent.

Les coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont estimés d'après les données historiques et les tendances prévues des coûts. Le solde de ce passif réglementaire au 31 décembre 2012 atteignait 486 millions \$ (455 millions \$ au 31 décembre 2011). Le montant total des coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations enregistrés et comptabilisés dans la dotation aux amortissements au cours de 2012 s'établissait à 67 millions \$ (52 millions \$ en 2011).

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. L'étude sur l'amortissement la plus récente effectuée pour Newfoundland Power a été déposée auprès de l'organisme de réglementation par la société, dans le cadre de sa demande tarifaire générale pour 2013–2014. L'étude sur l'amortissement, qui était fondée sur les immobilisations en service au 31 décembre 2010, a révélé un écart d'environ 3 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 recouvert dans les tarifs futurs imposés à la clientèle.

Les modifications des taux d'amortissement approuvés par les organismes de réglementation respectifs de FortisAlberta et FortisBC Electric, compte tenu des études sur l'amortissement qui ont été approuvées et des décisions à l'égard des besoins en revenus qui ont été reçues en 2012, ont eu une incidence sur la dotation aux amortissements consolidée. Le taux d'amortissement composé des immobilisations de services publics de FortisAlberta a diminué, passant de 4,1 % pour 2011 à 3,9 % pour 2012. Le taux d'amortissement composé des immobilisations de services publics de FortisBC Electric a diminué, passant de 3,2 % pour 2011 à 2,9 % pour 2012.

Impôts sur les bénéfices : Les impôts sur les bénéfices sont établis selon les impôts sur les bénéfices exigibles de la Société et les estimations des impôts sur les bénéfices reportés 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 reportés est calculé pour chaque écart temporaire selon les taux d'imposition en vigueur et les lois qui seront en vigueur lorsque les écarts temporaires devraient se résorber ou être réglés. Les actifs d'impôts sur les bénéfices reportés sont évalués selon la probabilité qu'ils seront recouverts grâce à des bénéfices imposables futurs. Si la recouvrabilité n'est pas plus probable qu'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 bénéfices et aux actifs et passifs d'impôts reportés, ainsi que toute provision pour moins-value peuvent différer des montants réels engagés.

Évaluation de la dépréciation de l'écart d'acquisition et des actifs incorporels à durée de vie indéfinie : La Société est tenue de soumettre l'écart d'acquisition et les actifs incorporels à durée de vie indéfinie à un test de dépréciation, au moins annuellement, et toute provision pour moins-value est comptabilisée en résultat. Le test de dépréciation annuel est effectué le 1^{er} octobre.

Au 31 décembre 2012, l'écart d'acquisition consolidé totalisait environ 1,6 milliard \$ (1,6 milliard \$ au 31 décembre 2011). Les actifs incorporels dont la durée de vie est indéfinie, et qui ne sont pas assujettis à l'amortissement, se composent de droits fonciers, de droits de transport et de droits d'usage de l'eau pour FEI, FEVI et FortisBC Electric, et totalisaient environ 66 millions \$ sur une base consolidée au 31 décembre 2012 (64 millions \$ au 31 décembre 2011).

Les entreprises de services publics réalisent les tests de dépréciation des actifs incorporels à durée de vie indéfinie au niveau de l'unité d'exploitation. Un juste taux de rendement pour les actifs incorporels à durée de vie indéfinie est déterminé en fonction des tarifs de gaz et d'électricité imposés à la clientèle approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Les flux de trésorerie nets des entreprises réglementées ne sont pas directement rattachés à des actifs, mais sont plutôt cumulés à l'échelle de la société de services publics réglementés.

Avant l'adoption des modifications au Topic 350 de l'ASC, la juste valeur de chacune des unités d'exploitation de la Société était évaluée par un consultant externe indépendant sur une base annuelle. Par suite de l'adoption des modifications mentionnées ci-dessus, Fortis effectue une évaluation annuelle interne des facteurs quantitatifs de chaque unité d'exploitation, pour les unités d'exploitation quand : i) l'évaluation de la direction des facteurs quantitatifs et qualitatifs indique qu'il est probable à au moins 50 % que la juste valeur soit supérieure à la valeur comptable, ou quand ii) l'excédent de la juste valeur estimée par rapport à la valeur comptable, comme établi par un consultant externe indépendant à la date du dernier test de dépréciation, n'est pas important, la juste valeur de l'unité d'exploitation est alors estimée par un consultant externe indépendant au cours de l'exercice considéré. Malgré l'approche décrite ci-dessus, il est possible de faire estimer par un consultant externe indépendant la juste valeur d'une unité d'exploitation à laquelle un écart d'acquisition a été affecté à la date du test de dépréciation annuel, puisque Fortis fera évaluer la juste valeur de chacune de ses unités d'exploitation par un consultant externe indépendant au moins une fois tous les trois ans.

En date du 1^{er} janvier 2012, Fortis a adopté l'approche susmentionnée pour le test de dépréciation de ses actifs incorporels à durée de vie indéfinie, soit la même approche que pour le test de dépréciation annuel de l'écart d'acquisition.

Au 1^{er} octobre 2012, une évaluation interne des facteurs quantitatifs et qualitatifs de l'écart d'acquisition affecté aux unités d'exploitation FortisAlberta, FortisBC Electric, Maritime Electric et Cornwall Electric a été effectuée. Cette évaluation a permis d'établir que la probabilité que la juste valeur des unités d'exploitation soit supérieure à leur valeur comptable était au moins de 50 %, et que, par conséquent, l'écart d'acquisition n'avait pas subi de dépréciation.

Au 1^{er} octobre 2012, la juste valeur des unités d'exploitation FEI, FEVI, Caribbean Utilities, Fortis Turks and Caicos et FortisOntario (comprend Énergie Niagara et Algoma Power), auxquelles un écart d'acquisition a été affecté, a été évaluée par un consultant externe indépendant qui a établi qu'elle était supérieure à leur valeur comptable. Par conséquent, l'écart d'acquisition et les actifs incorporels à durée de vie indéfinie à FEI et FEVI n'ont pas subi de dépréciation.

Afin de calculer la dépréciation de l'écart d'acquisition, Fortis détermine pour quelles unités d'exploitation la juste valeur sera estimée par un consultant externe indépendant, comme décrit précédemment, et cette valeur estimée sera ensuite comparée à la valeur comptable des unités d'exploitation en question. Si la juste valeur d'une unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, on procède à une deuxième évaluation pour établir le montant de la moins-value. Le montant de la moins-value est établi d'abord en déduisant la juste valeur des actifs et des passifs de l'unité d'exploitation de la juste valeur de celle-ci, afin d'obtenir 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 comptabilisé. 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 et laisse croire que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable.

La principale méthode utilisée pour estimer la juste valeur de marché des unités d'exploitation est l'approche fondée sur les bénéfices, selon laquelle les projections des flux de trésorerie des unités d'exploitation sont actualisées à l'aide de l'approche axée sur la valeur de l'entreprise. D'après cette approche, les flux de trésorerie durables sont établis après impôts, sans déduire les intérêts débiteurs, et sont ensuite actualisés selon la moyenne pondérée du coût du capital afin d'obtenir la valeur de l'entreprise. Une approche axée sur la valeur de l'entreprise ne permet pas de juger du caractère approprié de la dette courante de l'unité d'exploitation. La juste valeur estimée de l'unité d'exploitation est par la suite établie en soustrayant la juste valeur de la dette portant intérêt de la valeur d'entreprise de l'unité d'exploitation. Une autre méthode d'évaluation, soit l'approche fondée sur le marché, est aussi employée par le consultant externe indépendant pour valider les conclusions tirées à l'utilisation de l'approche fondée sur les bénéfices. L'approche fondée sur le marché consiste à procéder à une comparaison entre les divers multiples d'évaluation à la base de l'analyse des flux de trésorerie actualisés des unités d'exploitation et les multiples de négociation d'entités de référence et les transactions récentes impliquant des entités de référence, afin de faire ressortir les différences en termes de prévisions de croissance, de composition du portefeuille de produits et des risques auxquels sont exposées ces entités de référence et les unités d'exploitation pertinentes.

Rapport de gestion

Aucune provision pour moins-value n'a été requise en 2012 ou en 2011 à l'égard de l'écart d'acquisition et des actifs incorporels à durée de vie indéfinie.

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 2013, est de 6,41 %, en baisse par rapport au taux de 6,72 % utilisé en 2012. Les actifs des régimes de retraite à prestations déterminées ont eu des rendements positifs totalisant environ 67 millions \$ en 2012, comparativement à des rendements positifs prévus de 50 millions \$. Les taux de rendement à long terme prévus présumés des actifs des régimes de retraite sont élaborés par la direction avec l'aide d'actuaire indépendants à partir des hypothèses les plus probables du rendement, de la volatilité et des corrélations prévus pour chaque catégorie d'actifs. Les hypothèses les plus probables sont fondées sur le rendement historique, les prévisions et le rééquilibrage périodique du portefeuille entre les catégories d'actifs diversifiées.

Le taux d'actualisation moyen pondéré présumé qui a servi à évaluer les obligations au titre des prestations constituées projetées au 31 décembre 2012 et à établir le coût net des régimes de retraite pour 2013 est de 4,14 %, comparativement au taux de 4,62 % utilisé pour évaluer les obligations au titre des prestations constituées au 31 décembre 2011 et pour établir le coût net des régimes de retraite pour 2012. 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 2012, le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées consolidé a augmenté de 6 millions \$ par rapport à 2011 en raison surtout de l'incidence de taux d'actualisation présumés moins élevés pour le calcul du coût net des régimes de retraite en 2012 comparativement à 2011, et du fait de l'amortissement des pertes actuarielles nettes subies au cours des exercices précédents, en partie contrebalancé par des rendements prévus plus élevés sur les actifs des régimes et une augmentation des ajustements réglementaires.

Le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées consolidé devrait augmenter en 2013 par rapport à 2012. L'augmentation des coûts découlant de la baisse des taux d'actualisation présumés et de l'amortissement de pertes actuarielles devrait en grande partie être neutralisée par une hausse des rendements estimatifs des actifs des régimes attribuable à l'accroissement des actifs et à l'augmentation des ajustements réglementaires. Toute augmentation du coût net des régimes de retraite à prestations déterminées dans les entreprises de services publics réglementés devrait être recouvrée auprès de la clientèle à même les tarifs, sous réserve du risque lié aux prévisions dans ces entreprises de services publics dont les régimes de retraite à prestations déterminées sont moins importants.

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 2012 et sur l'obligation connexe au titre des prestations constituées des régimes de retraite à prestations déterminées comptabilisés dans les états financiers consolidés annuels de 2012 de la Société. 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 2012

Augmentation (diminution)	Coût net au titre des prestations constituées des régimes de retraite		Obligation au titre des prestations constituées projetée ¹⁾	
	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
(en millions \$)				
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux de rendement	4	(4)	49	3
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux de rendement	(3)	3	(42)	(11)
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	(10)	(12)	(73)	(87)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	11	12	89	109

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 projetée au titre des prestations constituées; 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 a une incidence sur l'obligation au titre des prestations constituées projetée. La direction de l'incidence d'une variation du taux de rendement sur l'hypothèse relative aux actifs des régimes pour les sociétés FortisBC Energy et FortisBC Electric 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 projetée 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.

Rapport de gestion

Les régimes d'ACR de la Société et de ses filiales sont également assujettis aux estimations utilisées pour le calcul actuariel du coût et des obligations au titre des prestations constituées. 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, de même que des tendances en matière de coûts des soins de santé, ont aussi été utilisées par la direction pour établir le coût des régimes d'ACR et des obligations au titre des prestations constituées.

Le tableau qui suit présente les incidences d'une variation de 100 points de base du taux d'évolution des coûts des soins de santé et du taux d'actualisation sur le coût net des régimes d'ACR de 2012 et sur l'obligation connexe au titre des prestations constituées consolidée comptabilisée dans les états financiers consolidés annuels de 2012 de la Société. 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 d'évolution des coûts des soins de santé et du taux d'actualisation

Augmentation (diminution)	Coût net des régimes d'ACR		Obligation au titre des prestations constituées	
	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 d'évolution des coûts des soins de santé	1	1	12	21
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'évolution des coûts des soins de santé	(1)	(1)	(9)	(18)
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	–	(2)	(14)	(23)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	–	2	22	27

Comme approuvé par l'organisme de réglementation concerné, le coût des régimes de retraite à prestations déterminées de FortisAlberta est 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. 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, FortisBC Electric et Newfoundland Power ont, comme approuvé par les organismes de réglementation, des mécanismes 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. Toutefois, rien ne garantit que de tels mécanismes de report existeront dans le cas des sociétés FortisBC Energy, FortisBC Electric et Newfoundland Power dans l'avenir puisqu'ils dépendent des décisions et ordonnances réglementaires futures.

Au 31 décembre 2012, pour l'ensemble des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR, la Société avait des obligations au titre des prestations constituées consolidées de 1 417 millions \$ (1 263 millions \$ au 31 décembre 2011) et des actifs de régime consolidés de 868 millions \$ (785 millions \$ au 31 décembre 2011) pour une situation de capitalisation consolidée en position de passif de 549 millions \$ (478 millions \$ au 31 décembre 2011). En 2012, la Société a comptabilisé un coût net au titre des prestations constituées consolidé de 62 millions \$ (55 millions \$ en 2011) 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 des réseaux et à la remise en état de certains terrains, aucun montant n'était comptabilisé aux 31 décembre 2012 et 2011, à l'exception des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations comptabilisées par FortisBC Electric.

La nature, le montant et le moment de ces coûts liés à la remise en état de terrains et de l'enlèvement d'actifs ne peuvent faire l'objet d'une estimation raisonnable à l'heure actuelle puisqu'il est normalement prévu que les 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 alors comptabilisées, à la condition que les coûts puissent faire l'objet d'une estimation raisonnable et qu'ils soient importants.

Au 31 décembre 2012, FortisBC Electric avait comptabilisé des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 3 millions \$ (4 millions \$ au 31 décembre 2011) 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 2012, 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.

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, 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 en raison du fait que les résultats réels diffèrent des estimations. Au 31 décembre 2012, les produits non facturés comptabilisés dans les débiteurs étaient d'environ 284 millions \$ (341 millions \$ au 31 décembre 2011) sur des produits consolidés annuels d'environ 3 654 millions \$ pour 2012 (3 738 millions \$ pour 2011). La diminution des produits à recevoir de 57 millions \$ depuis le 31 décembre 2011 est attribuable principalement à FortisAlberta et aux sociétés FortisBC Energy. La diminution pour FortisAlberta est surtout imputable à une modification du cycle de facturation des tarifs de distribution qui, de mensuel, est devenu hebdomadaire. La diminution pour les sociétés FortisBC Energy reflète une baisse des coûts du gaz naturel imputés aux clients.

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 les organismes de réglementation respectifs. 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 défavorable 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.

Fortis

En mai 2012, CH Energy Group et Fortis ont conclu un accord de règlement proposé avec l'avocat des actionnaires demandeurs relativement à plusieurs actions à l'encontre de Fortis et d'autres défendeurs intentées ou transférées devant la Cour suprême de l'État de New York, comté de New York, au sujet de l'acquisition proposée de CH Energy Group par Fortis. Les demandeurs alléguent de façon générale que les administrateurs de CH Energy Group ont manqué à leurs obligations de fiduciaires quant à l'acquisition proposée et que CH Energy Group, Fortis, FortisUS Inc. et Cascade Acquisition Sub Inc. auraient aidé ou encouragé ce manquement. L'accord de règlement doit être approuvé par la Cour.

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 porté les avis de cotisation en appel.

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. FHI a été informée que tous les points en litige étaient maintenant réglés et l'action en justice a été rejetée par une ordonnance sur consentement.

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 15 millions \$, ainsi que des intérêts pré-jugement, sans les quantifier en détail. De plus, des propriétaires fonciers ont déposé et signifié des brefs et des déclarations distincts datés du 19 août 2005 et du 22 août 2005, en rapport avec cette même affaire, et ces réclamations sont maintenant réglées. FortisBC Electric et ses assureurs continuent de contester les réclamations du gouvernement de la Colombie-Britannique. 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 à cet égard.

En juin 2012, le gouvernement de la Colombie-Britannique a intenté une action en son nom et au nom d'environ 17 propriétaires devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique pour des dommages subis en raison d'un glissement de terrain causé par la rupture d'un barrage à Oliver, en Colombie-Britannique, en 2010. Le gouvernement de la Colombie-Britannique fait valoir que la rupture du barrage a été causée par l'utilisation par les défendeurs, dont FortisElectric fait partie, d'une route sur le barrage. Le gouvernement de la Colombie-Britannique estime que ses dommages et les dommages des propriétaires au nom desquels il a intenté l'action sont d'environ 15 millions \$. Bien que FortisBC Electric n'ait pas reçu signification, la société de services publics a retenu les services d'un avocat et a communiqué avec ses assureurs. 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 à cet égard.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Les tableaux qui suivent présentent les informations financières annuelles pour les exercices clos les 31 décembre 2012, 2011 et 2010. Les informations financières ont été préparées en dollars canadiens et conformément aux PCGR des États-Unis.

Principales informations financières annuelles

Exercices clos les 31 décembre

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

	2012	2011	2010
Produits d'exploitation	3 654	3 738	3 647
Bénéfice net	371	366	375
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	315	311	320
Total de l'actif	14 950	14 214	13 411
Dette à long terme (excluant la tranche à court terme)	5 783	5 685	5 616
Actions privilégiées	1 108	912	912
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	3 992	3 823	3 253
Résultat de base par action ordinaire	1,66	1,71	1,85
Résultat dilué par action ordinaire	1,65	1,70	1,81
Dividendes déclarés par action ordinaire ¹⁾	1,21	1,17	1,41
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série C ¹⁾	1,3625	1,3625	1,7031
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série E ¹⁾	1,2250	1,2250	1,5313
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série F ¹⁾	1,2250	1,2250	1,5313
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série G ¹⁾	1,3125	1,3125	1,6406
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série H ¹⁾²⁾	1,0625	1,0625	1,1636
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série J ³⁾	0,3514	–	–

¹⁾ 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.

²⁾ 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 245 millions \$ et donnent droit à des dividendes cumulatifs de 1,0625 \$ par action par année pour les cinq premières années.

³⁾ Un total de 8 millions d'actions privilégiées de premier rang de série J ont été émises en novembre 2012 à 25,00 \$ l'action pour un produit net après impôts de 196 millions \$ et donnent droit à des dividendes cumulatifs de 1,1875 \$ par action par année.

2012/2011 : Les produits d'exploitation ont diminué de 84 millions \$, ou 2,2 %, par rapport à 2011, et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a atteint 315 millions \$, en hausse de 4 millions \$ par rapport à 2011. Pour en savoir plus sur les raisons à l'origine de la variation des produits d'exploitation et du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires d'exercice en exercice, se reporter aux rubriques « Résultats d'exploitation consolidés » et « Sommaire des faits saillants financiers » du présent rapport de gestion.

Le total des actifs a augmenté du fait des investissements continus de la Société dans ses réseaux énergétiques réglementés, faits dans le cadre des programmes d'investissement des entreprises de services publics dans l'Ouest canadien, et des travaux de construction de l'Expansion Waneta non réglementée qui se poursuivent en Colombie-Britannique. La hausse de la dette à long terme, qui a permis de soutenir les investissements dans l'infrastructure énergétique, a été en partie neutralisée par le remboursement en 2012 des emprunts sur les facilités de crédit consenties, qui sont classés à long terme, à l'aide d'une partie du produit tiré de l'émission d'actions privilégiées de la Société d'un capital de 200 millions \$.

Rapport de gestion

Le résultat de base par action ordinaire s'est établi à 1,66 \$ en 2012, contre 1,71 \$ en 2011. La baisse tient à l'incidence d'une hausse de 5 % du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, essentiellement associée à l'émission d'actions ordinaires au milieu de 2011, compensée en partie par une hausse du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires.

2011/2010 : Les produits avaient augmenté de 91 millions \$, ou 2,5 % par rapport à 2010. L'augmentation s'explique principalement par ce qui suit : i) la hausse des tarifs de livraison de gaz et de la composante tarifs de base des tarifs d'électricité de la plupart 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 de certaines charges autorisées par les organismes de réglementation pouvant être recouvrées auprès de la clientèle et une augmentation du RCP autorisé d'Algoma Power; ii) le transfert dans les tarifs d'électricité facturés à la clientèle de la hausse des coûts de l'approvisionnement énergétique pour Caribbean Utilities; iii) la croissance du nombre de clients, principalement pour FortisAlberta; iv) la hausse des ventes de gaz naturel; et v) la hausse des ventes d'électricité pour les entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada. Les éléments susmentionnés ont été en partie neutralisés par l'incidence de ce qui suit : i) l'expropriation de Belize Electricity et l'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; ii) la baisse du coût du gaz naturel facturé à la clientèle, et iii) l'effet de change défavorable d'environ 15 millions \$ lié à la conversion de produits libellés en monnaie étrangère, attribuable au fléchissement du dollar américain par rapport du dollar canadien sur douze mois.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires avait atteint 311 millions \$ par rapport à 320 millions \$ pour 2010. Compte non tenu i) de l'incidence favorable non récurrente de 46 millions \$ sur le bénéfice de Newfoundland Power en 2010, attribuable à la constatation d'un actif réglementaire, comme l'exigent les PCGR des États-Unis, afin de comptabiliser les montants recouvrables auprès des clients au moment de la réception de l'approbation réglementaire relative à l'adoption de la comptabilité d'exercice pour les coûts des régimes d'ACR, et ii) des frais de 11 millions \$ après impôts versés à Fortis en juillet 2011 à la suite de la résiliation de l'accord de fusion conclu avec la CVPS, le bénéfice avait augmenté de 26 millions \$ par rapport à 2010. L'accroissement des bénéfices découle principalement de la hausse des bénéfices 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 dans 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 clients du secteur industriel 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 PFUPC capitalisée 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 PFUPC capitalisée 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 été partiellement 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 compensée 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, et 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 la baisse générale des intérêts créditeurs.

L'augmentation du total des actifs reflète les investissements continus de la Société dans ses réseaux énergétiques réglementés, faits dans le cadre des programmes d'investissement des entreprises de services publics dans l'Ouest canadien, les travaux de construction de l'Expansion Waneta non réglementée et l'effet de change favorable lié à la conversion des actifs libellés en monnaie étrangère. La hausse de la dette à long terme, qui a permis de soutenir les investissements dans l'infrastructure énergétique, a été en partie neutralisée par le remboursement en 2011 des emprunts sur les facilités de crédit consenties, qui sont classés à long terme, à l'aide d'une partie du produit tiré de l'émission d'actions ordinaires de la Société d'un capital de 341 millions \$. L'augmentation de l'actif total et de la dette à long terme a été en partie contrebalancée par l'incidence de l'expropriation de Belize Electricity et de l'arrêt consécutif de la comptabilisation des résultats de l'entreprise de services publics selon la méthode de la consolidation en 2011.

Le résultat par action ordinaire a diminué de 0,14 \$, soit 7,6 %, par rapport à 2010. Compte non tenu des éléments ponctuels qui ont touché à la fois 2011 et 2010 comme il est décrit ci-dessus, le résultat de base par action ordinaire a augmenté sur douze mois, en raison surtout de l'augmentation des bénéfices, en partie contrebalancée par l'incidence d'une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement liée à l'émission d'actions ordinaires au milieu de 2011.

Les dividendes par action ordinaire et par action privilégiée déclarés pour 2011 ont baissé par rapport à ceux déclarés pour 2010 en raison du moment de leur déclaration, et cette baisse a été 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, donnant lieu ainsi à cinq trimestres de déclaration de dividendes par action ordinaire en 2010.

RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Les tableaux qui suivent présentent les informations financières non auditées pour les quatrièmes trimestres clos les 31 décembre 2012 et 2011. Les informations financières ont été préparées en dollars canadiens et conformément aux PCGR des États-Unis. Une analyse des résultats financiers pour le quatrième trimestre de 2012 figure aussi dans le communiqué sur les résultats du quatrième trimestre de 2012 de la Société, daté du 7 février 2013 et déposé sur SEDAR à cette date, et intégré par renvoi au présent rapport de gestion.

Sommaire des volumes, des ventes et des produits d'exploitation

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre (<i>non audité</i>)	Volume de gaz			Produits d'exploitation		
	Ventes d'énergie et d'électricité			<i>(en millions \$)</i>		
	2012	2011	Écart	2012	2011	Écart
Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada (PJ)						
Sociétés FortisBC Energy	60	63	(3)	422	476	(54)
Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada (GWh)						
FortisAlberta	4 365	4 232	133	113	102	11
FortisBC Electric	830	843	(13)	81	81	–
Newfoundland Power	1 539	1 527	12	159	156	3
Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	578	568	10	89	83	6
	7 312	7 170	142	442	422	20
Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	181	174	7	71	71	–
Activités non réglementées – Fortis Generation	50	112	(62)	5	9	(4)
Activités non réglementées – Fortis Properties				61	58	3
Siège social et autres				6	6	–
Éliminations intersectorielles				(8)	(8)	–
Total				999	1 034	(35)

Facteurs ayant contribué à l'écart dans les volumes de gaz

Défavorable

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

Favorable

- Accroissement des volumes de gaz transportés aux clients du secteur industriel, attribuable au fait que certains clients délaissent d'autres sources de combustible au profit du gaz naturel, offert à meilleurs prix

Facteurs ayant contribué à l'écart dans les ventes d'électricité

Favorables

- Augmentation des livraisons d'énergie à FortisAlberta, du fait de la hausse de la consommation moyenne par les champs pétroliers et les clients du secteur commercial attribuable à l'accroissement de l'activité dans ces secteurs; hausse de la consommation moyenne par les clients du secteur résidentiel attribuable aux températures plus basses enregistrées au quatrième trimestre de 2012, ce qui a augmenté la demande d'énergie pour le chauffage; et croissance de la clientèle, surtout dans les secteurs résidentiel et commercial, en raison de l'amélioration de la conjoncture économique
- Augmentation des ventes d'électricité de Newfoundland Power attribuable à la croissance de la clientèle et à une plus grande utilisation du chauffage électrique par rapport au chauffage à l'huile des nouvelles constructions résidentielles, et qui, en plus de la croissance économique, a fait augmenter la consommation. L'augmentation a été en partie annulée par le temps plus ensoleillé, ce qui a réduit la consommation moyenne
- Augmentation des ventes d'électricité des autres entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada en raison de la croissance du nombre de clients des secteurs résidentiel et commercial à l'Î.-P.-É., causée par des températures moins élevées, et baisse du nombre d'entre eux qui utilisent le chauffage électrique; hausse de la consommation moyenne des clients du secteur commercial dans le secteur des produits agricoles destinés à la transformation à l'Î.-P.-É.
- Augmentation des ventes d'électricité des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes attribuable à des ventes d'électricité de 6 GWh à TCU, acquise en août 2012; intensification de l'activité touristique sur les îles Turks et Caicos; et croissance du nombre de clients, excluant l'incidence des clients acquis avec TCU

Défavorables

- Baisse des ventes d'énergie des activités non réglementées de Fortis Generation attribuable à la baisse de la production au Belize et dans le nord-ouest de l'État de New York, en raison d'une baisse des précipitations
- Baisse des ventes d'électricité à FortisBC Electric attribuable à la baisse de la consommation moyenne, en raison des températures plus élevées

Facteurs ayant contribué à l'écart dans les produits d'exploitation

Défavorables

- Baisse du coût du gaz naturel facturé à la clientèle
- Baisse de la consommation moyenne de gaz des clients des secteurs résidentiel et commercial en raison des températures plus chaudes dans l'ensemble
- Baisse de la production hydroélectrique non réglementée, en raison des précipitations moins abondantes
- Diminution des ventes d'électricité pour FortisBC Electric, comme mentionné ci-dessus

Favorables

- Augmentation des tarifs de livraison de gaz et de la composante tarifs de base des tarifs d'électricité dans la plupart des entreprises de services publics réglementés, en accord avec les décisions tarifaires, reflétant l'investissement soutenu dans les infrastructures énergétiques et la hausse prévue de certaines charges pouvant être recouvrées auprès de la clientèle
- Produits nets tirés du transport d'environ 2 millions \$ constatés à FortisAlberta, résultat de la décision à l'égard des besoins en revenus de distribution pour 2012 reçue en avril 2012
- Transfert dans les tarifs d'électricité facturés à la clientèle de l'augmentation des coûts de l'approvisionnement énergétique, le cas échéant, pour la plupart des entreprises de services publics réglementés d'électricité, ce qui a fait augmenter les produits d'exploitation
- Augmentation des ventes d'électricité à Newfoundland Power, Maritime Electric et Fortis Turks and Caicos, comme mentionné ci-dessus
- Croissance du nombre de clients attribuable à FortisAlberta
- Augmentation des produits tirés du raccordement aux poteaux pour FortisBC Electric, et écarts entre le montant des incitatifs selon la TAR qui ont été remboursés aux clients de FortisBC Electric par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent
- Augmentation des produits tirés de l'hôtellerie pour Fortis Properties, attribuable aux produits tirés du StationPark Hotel, qui a été acquis en octobre 2012

Bénéfice net sectoriel attribuable aux actionnaires ordinaires

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

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

	2012	2011	Écart
Entreprises de services publics réglementés de gaz au Canada			
Sociétés FortisBC Energy	49	51	(2)
Entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada			
FortisAlberta	23	16	7
FortisBC Electric	12	10	2
Newfoundland Power	9	8	1
Autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	6	2	4
	50	36	14
Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	3	4	(1)
Activités non réglementées – Fortis Generation	2	5	(3)
Activités non réglementées – Fortis Properties	5	5	–
Siège social et autres	(22)	(19)	(3)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	87	82	5
Résultat de base par action ordinaire (\$)	0,46	0,44	0,02

Facteurs ayant contribué à l'écart dans le bénéfice

Favorables

- Hausse du bénéfice de FortisAlberta, surtout attribuable à la croissance de la base tarifaire, aux produits nets de 2 millions \$ tirés du transport comptabilisés au quatrième trimestre de 2012, et à la baisse des produits tirés des tarifs comptabilisés au quatrième trimestre de 2011, reflétant l'incidence cumulative, à compter du 1^{er} janvier 2011, de la baisse du RCP autorisé pour 2011
- Hausse du bénéfice réalisé par les autres entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada, résultant principalement d'une baisse du taux d'imposition effectif de Maritime Electric et de la comptabilisation du rendement cumulatif obtenu sur les dépenses en immobilisations de FortisOntario pour des compteurs intelligents
- Augmentation du bénéfice de FortisBC Electric du fait de la croissance de la base tarifaire, de frais financiers moins élevés que prévu en 2012, de l'augmentation des produits tirés du raccordement aux poteaux et de l'expiration du mécanisme de TAR le 31 décembre 2011

Défavorables

- Baisse de la production hydroélectrique non réglementée, surtout au Belize en raison des précipitations moins fortes, contrebalancée partiellement par un gain d'environ 0,5 million \$ après impôts comptabilisé au quatrième trimestre de 2012 pour la cession involontaire d'actifs de production dans le nord-ouest de l'État de New York
- Augmentation des charges du siège social, principalement en raison d'une provision non récurrente de 3 millions \$ comptabilisée au quatrième trimestre de 2012 et d'une baisse du recouvrement d'impôts sur les bénéfices, contrebalancées partiellement par un gain de change d'environ 1 million \$ comptabilisé au quatrième trimestre de 2012, comparativement à une perte nette de change de 1 million \$ après impôts comptabilisée au quatrième trimestre de 2011, et par des frais financiers moins élevés
- Baisse du bénéfice aux sociétés FortisBC Energy, en raison du calendrier de certaines charges d'exploitation et de maintenance en 2012, de la baisse de la PFUPC capitalisée et des ajouts de clients moins élevés que prévu en 2012, contrebalancés partiellement par la croissance de la base tarifaire, par une augmentation des volumes de gaz transportés à des clients du secteur industriel et par une baisse du taux d'imposition effectif

Sommaire des flux de trésorerie consolidés

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

(en millions \$)

	2012	2011	Écart
Trésorerie au début de la période	147	106	41
Flux de trésorerie liés à ce qui suit :			
Activités d'exploitation	172	230	(58)
Activités d'investissement	(319)	(367)	48
Activités de financement	154	118	36
Trésorerie à la fin de la période	154	87	67

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont diminué de 58 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La baisse est principalement attribuable aux variations défavorables du fonds de roulement pour les sociétés FortisBC Energy et FortisAlberta. Les variations défavorables du fonds de roulement sont associées aux comptes de report réglementaires courants et aux stocks. La diminution décrite ci-dessus a été partiellement contrebalancée par les variations favorables dans les comptes de report réglementaires à long terme, la hausse des bénéfices et le recouvrement auprès de la clientèle de la dotation aux amortissements accrue approuvée par les organismes de réglementation.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont diminué de 48 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution est surtout imputable aux facteurs suivants : i) un paiement reporté de 52 millions \$ effectué en décembre 2011, en vertu d'une entente, relativement à l'acquisition de FEVI par FHI en 2002, lequel a accru les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2011; ii) une réduction des dépenses en immobilisations, principalement attribuable au calendrier des projets d'investissement dans le transport de l'AESO à FortisAlberta; et iii) une réduction des flux de trésorerie affectés aux acquisitions d'entreprises. La réduction des flux de trésorerie affectés aux acquisitions d'entreprises s'explique par le fait que l'acquisition du Hilton Suites Hotel a été réalisée en octobre 2011 pour un montant de 25 millions \$, alors que l'acquisition du StationPark Hotel a été réalisée en octobre 2012 pour un montant de 7 millions \$, déduction faite de la dette prise en charge. Les diminutions indiquées ci-dessus des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont été partiellement contrebalancées par un produit moins élevé tiré de la vente d'immobilisations de services publics. En octobre 2011, Newfoundland Power a vendu des poteaux à utilisation conjointe et l'infrastructure connexe à Bell Aliant pour 45 millions \$, déduction faite des coûts.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont été de 36 millions \$ plus élevés que ceux au trimestre correspondant en raison i) du produit de l'émission d'actions privilégiées en novembre 2012; ii) d'une augmentation du produit net tiré des emprunts à court terme; et iii) des avances plus élevées provenant des participations ne donnant pas le contrôle dans la société Waneta. Les augmentations mentionnées ci-dessus ont été neutralisées en partie par les facteurs suivants : i) le produit moins élevé tiré de l'émission de titres de créance à long terme; ii) une hausse des remboursements nets sur les facilités de crédit confirmées classés comme étant à long terme; et iii) une hausse des remboursements sur la dette à long terme. En novembre 2012, Fortis a clôturé un appel public à l'épargne de 8 millions d'actions privilégiées de premier rang, série J, d'un capital de 200 millions \$. Le produit net d'environ 194 millions \$ a été affecté au remboursement des emprunts faits sur la facilité de crédit confirmée de la Société, emprunts qui ont été principalement souscrits pour soutenir la construction de l'Expansion Waneta, et pour répondre aux divers besoins généraux de la Société.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Le tableau suivant présente les informations trimestrielles non auditées pour chacun des huit trimestres de la période du 31 mars 2011 au 31 décembre 2012. 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 des États-Unis. Le moment choisi pour la constatation de certains actifs, passifs, produits et charges peut, en raison des exigences de la réglementation, différer de celui auquel on s'attendrait de la part d'entités non réglementées utilisant les PCGR des États-Unis. Ces résultats financiers ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats de toute période future, et on ne devrait pas s'y fier pour prédire des rendements futurs.

Sommaire des résultats trimestriels

(*non audité*)

Trimestre clos le	Produits d'exploitation (en millions \$)	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	Résultat par action ordinaire	
			De base (\$)	Dilué (\$)
31 décembre 2012	999	87	0,46	0,45
30 septembre 2012	714	45	0,24	0,24
30 juin 2012	792	62	0,33	0,33
31 mars 2012	1 149	121	0,64	0,62
31 décembre 2011	1 034	82	0,44	0,43
30 septembre 2011	699	56	0,30	0,30
30 juin 2011	846	57	0,32	0,32
31 mars 2011	1 159	116	0,66	0,64

Le sommaire des huit derniers trimestres reflète la croissance interne continue de la Société et sa croissance découlant des acquisitions ainsi que le caractère saisonnier des activités. Les résultats intermédiaires varient en raison de la nature saisonnière de la demande d'électricité et de gaz naturel, et des débits d'eau, ainsi qu'en fonction du calendrier et de l'application des décisions des organismes de réglementation. Le coût du combustible et de l'électricité achetée et le coût du gaz naturel, qui sont refacturés aux clients sans majoration, ont également une incidence sur les produits. Compte tenu de la nature diversifiée des filiales de la Société, 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. Pour les premier, deuxième et troisième trimestres de 2012, le bénéfice a été réduit d'environ respectivement 4 millions \$, 3 millions \$ et 0,5 million \$ en raison des coûts engagés relativement à l'acquisition proposée de CH Energy Group. Au cours du deuxième trimestre de 2012, les sociétés FortisBC Energy et FortisAlberta ont reçu les décisions rendues à l'égard de leurs besoins en revenus, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, dont les incidences cumulatives, lorsque ces incidences différaient de celles estimées, ont été comptabilisées au deuxième trimestre de 2012. Parallèlement, FortisBC Electric a comptabilisé l'incidence cumulative de la décision rendue à l'égard de ses tarifs, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, au troisième trimestre de 2012, lorsque la décision a été reçue. Les résultats financiers du quatrième trimestre clos le 31 décembre 2012 reflètent l'acquisition, en octobre 2012, du StationPark Hotel. Les résultats financiers du quatrième trimestre clos le 31 décembre 2011 reflètent l'acquisition, en octobre 2011, de l'hôtel Hilton Suites. Le bénéfice pour le troisième trimestre clos le 30 septembre 2011 comprend les frais de 11 millions \$ après impôts versés à Fortis par la CVPS à la suite de la résiliation de l'accord de fusion. 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.

Décembre 2012/décembre 2011 – Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 87 millions \$, ou 0,46 \$ l'action ordinaire, au quatrième trimestre de 2012, comparativement à un bénéfice de 82 millions \$, ou 0,44 \$ l'action ordinaire, au quatrième trimestre de 2011. Une analyse des écarts entre les résultats financiers du quatrième trimestre de 2012 et du quatrième trimestre de 2011 est présentée à la rubrique « Résultats du quatrième trimestre » du présent rapport de gestion.

Septembre 2012/septembre 2011 – Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 45 millions \$, ou 0,24 \$ l'action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2012, contre un bénéfice de 56 millions \$, ou 0,30 \$ l'action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2011. Le bénéfice pour le troisième trimestre de 2012 a baissé de 3,5 millions \$ en raison d'un effet de change et des charges liées à l'acquisition de CH Energy Group. En 2011, le bénéfice pour le troisième trimestre de 2011 avait été favorablement touché par des frais ponctuels de résiliation d'une entente de fusion de 11 millions \$ après impôts payés à Fortis par la CVPS et par un effet de change de 2,5 millions \$. Compte non tenu des incidences ci-dessus, la hausse du bénéfice à FortisAlberta et à FortisBC Electric pour le trimestre a été en partie annulée par un fléchissement des activités de production hydroélectrique non réglementée au Belize, en raison des précipitations moins fortes, et par une augmentation de la perte subie par les sociétés FortisBC Energy. Le rendement accru de FortisAlberta est attribuable à l'augmentation de 3,5 millions \$ des produits nets tirés du transport qui avaient été comptabilisés au troisième trimestre de 2012 et au calendrier des charges d'exploitation en 2012, annulés en partie par une baisse du RCP autorisé. Pour FortisBC Electric, le rendement est le fait de la croissance de la base tarifaire, de l'augmentation des produits tirés du raccordement aux poteaux et des frais financiers moins élevés que prévu. L'augmentation de la perte pour les sociétés de FortisBC Energy est liée à l'incidence défavorable de la différence du moment choisi pour la constatation des produits associés à la consommation saisonnière de gaz et de l'augmentation de certaines charges approuvées par les organismes de réglementation en 2012, de la baisse de la PFUPC capitalisée et des ajouts de clients moins élevés que prévu en 2012. Les éléments ci-dessus ont été en partie contrebalancés par une augmentation des volumes de gaz transportés à des clients du secteur industriel et par le calendrier de certaines charges d'exploitation et de maintenance en 2012.

Juin 2012/juin 2011 – Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 62 millions \$, ou 0,33 \$ l'action ordinaire, au deuxième trimestre de 2012, par rapport à un bénéfice de 57 millions \$, ou 0,32 \$ l'action ordinaire, au deuxième trimestre de 2011. La hausse du bénéfice est surtout attribuable à la contribution accrue de FortisAlberta, à une augmentation de la production hydroélectrique non réglementée au Belize, associée aux précipitations plus abondantes, et à une hausse du bénéfice à Newfoundland Power, neutralisées en partie par une hausse des charges du siège social et une baisse du bénéfice des sociétés FortisBC Energy. La hausse de la contribution de FortisAlberta résulte de la croissance de la base tarifaire, des produits nets tirés du transport de 3 millions \$ comptabilisés au deuxième trimestre de 2012 et de la baisse de la dotation aux amortissements approuvée par les organismes de réglementation, en partie contrebalancés par une diminution du RCP autorisé. La hausse du bénéfice de Newfoundland Power découle de la baisse du taux d'imposition effectif et de l'augmentation du RCP autorisé. L'incidence cumulative de l'augmentation du RCP autorisé approuvée par les organismes de réglementation, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, a été comptabilisée au deuxième trimestre de 2012. La hausse des charges du siège social est attribuable aux coûts d'environ 4 millions \$ (3 millions \$ après impôts) engagés au deuxième trimestre de 2012 relativement à l'acquisition proposée de CH Energy Group et à une diminution du recouvrement d'impôts sur les bénéfices, partiellement compensés par un gain de change d'environ 1,5 million \$ constaté au deuxième trimestre de 2012. La baisse du bénéfice des sociétés FortisBC Energy résulte surtout des ajouts de clients moins élevés que prévu et de la diminution de la PFUPC capitalisée en 2012, contrebalancés en partie par des volumes de gaz plus élevés que prévu transportés aux clients du secteur industriel. Une hausse de 7 % du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, essentiellement associée à l'émission d'actions ordinaires au milieu de 2011, a eu comme incidence d'abaisser le résultat par action ordinaire au deuxième trimestre de 2012.

Mars 2012/mars 2011 – Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 121 millions \$, ou 0,64 \$ l'action ordinaire, pour le premier trimestre de 2012, en regard d'un bénéfice de 116 millions \$, ou 0,66 \$ l'action ordinaire, pour le premier trimestre de 2011. La hausse du bénéfice est surtout attribuable à la contribution accrue des sociétés FortisBC Energy, à une augmentation de la production hydroélectrique non réglementée au Belize, associée aux précipitations plus abondantes, et à une hausse du bénéfice de Newfoundland Power et de Maritime Electric, résultat notamment de la hausse des ventes d'électricité et d'une baisse du taux d'imposition effectif des sociétés. La hausse du bénéfice a été en partie annulée par l'incidence de l'expiration du mécanisme de TAR le 31 décembre 2011 pour FortisBC Electric et le moment de la comptabilisation de certaines charges d'exploitation pour cette société en 2012, une augmentation des charges du siège social et un gain d'environ 1 million \$ tiré de la vente de biens par FortisAlberta au premier trimestre de 2011. La hausse du bénéfice aux sociétés FortisBC Energy est surtout liée à l'incidence favorable de la différence du moment de la comptabilisation des produits associés à la consommation saisonnière de gaz et de certaines charges approuvées par les organismes de réglementation en 2012, à la croissance de la base tarifaire et à une augmentation des volumes de gaz transportés aux clients du secteur industriel, contrebalancés en partie par des ajouts de clients moins élevés que prévu en 2012 et la baisse de la PFUPC capitalisée. La hausse des charges du siège social est attribuable à des coûts d'environ 4 millions \$ (4 millions \$ après impôts) engagés au cours du premier trimestre de 2012 pour l'acquisition proposée de CH Energy Group et à une perte de change de 1,5 million \$, annulés en partie par une baisse des frais financiers. Une hausse de 8 % du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, essentiellement associée à l'émission d'actions ordinaires au milieu de 2011, a eu comme incidence d'abaisser le résultat par action ordinaire au premier trimestre de 2012.

ÉVALUATION PAR LA DIRECTION DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET DES CONTRÔLES INTERNES À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Contrôles et procédures de communication de l'information : Le président-directeur général et le vice-président, Finances et directeur des finances de Fortis, de concert avec la direction, ont établi et 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 opérationnelle des contrôles et procédures de communication de l'information au 31 décembre 2012 et, d'après cette évaluation, ils ont conclu que ces contrôles et procédures étaient efficaces et fournissaient cette assurance raisonnable.

Contrôles internes à l'égard de l'information financière : Le président-directeur général et le vice-président, Finances et directeur des finances de Fortis, de concert avec la direction, sont aussi responsables de l'établissement et du maintien des contrôles internes à l'égard de l'information financière au sein de la Société afin de fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et de la préparation des états financiers consolidés à des fins externes conformément aux PCGR des États-Unis. 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 opérationnelle des contrôles internes à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2012 et, d'après cette évaluation, ils ont conclu que ces contrôles étaient efficaces et fournissaient cette assurance raisonnable. Au cours du quatrième trimestre de 2012, il n'y a eu aucun changement dans les contrôles internes de la Société à l'égard de l'information financière qui ait eu, ou pourrait raisonnablement avoir, une incidence importante sur ces contrôles.

PERSPECTIVES

Au cours des cinq exercices de 2013 à 2017, le programme de dépenses en immobilisations consolidées de la Société, y compris les dépenses de Central Hudson, devrait totaliser environ 6 milliards \$ et favorisera la croissance continue du bénéfice et des dividendes. Les dépenses en immobilisations au cours de cette période devraient faire augmenter la base tarifaire des services publics et les investissements dans la production hydroélectrique pour atteindre un taux de croissance annuel composé combiné d'approximativement 6 %.

L'autorisation de la NYSPSC relative à l'acquisition par la Société de CH Energy Group représente le dernier jalon réglementaire d'importance requis pour conclure la transaction. La conclusion de la transaction est prévue pour le deuxième trimestre de 2013. Grâce à l'acquisition de CH Energy Group, la base tarifaire réglementée de mi-exercice de la Société s'accroîtra pour atteindre environ 10 milliards \$.

Fortis demeure résolue dans le processus de conclusion de l'acquisition de CH Energy Group. La Société continue également de faire preuve de rigueur et de patience dans la poursuite de nouvelles occasions d'acquisition d'entreprises de services publics d'électricité et de gaz aux États-Unis et au Canada qui ajouteront de la valeur pour les actionnaires. 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 19 mars 2013, la Société avait environ 192,5 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; 10,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série H; 8,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série J; et 18,5 millions de reçus de souscription émis et en circulation. Seules les actions ordinaires de la Société sont assorties de droits de vote. Les actions privilégiées de premier rang de la Société ne seront pas assorties de droits de vote tant et aussi longtemps que Fortis n'aura pas omis de verser huit dividendes trimestriels, qu'ils soient déclarés, consécutifs ou non.

Le nombre d'actions ordinaires de Fortis qui seraient émises si la totalité des options sur actions, des actions privilégiées de premier rang de série C et de série E et des reçus de souscription étaient convertis au 19 mars 2013 est le suivant :

Conversion de titres en actions ordinaires

Au 19 mars 2013 (*non audité*)

Titre	Nombre d'actions ordinaires <i>(en millions)</i>
Options sur actions	5,4
Actions privilégiées de premier rang, série C	3,9
Actions privilégiées de premier rang, série E	6,3
Bons de souscription	18,5
Total	34,1

Des renseignements additionnels, y compris la notice annuelle, la circulaire d'information de la direction et les états financiers consolidés audités de Fortis pour 2012, sont disponibles sur 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.....	83	NOTE 16	Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières	117
Rapport des auditeurs indépendants	83	NOTE 17	Autres passifs.....	118
Bilans consolidés	84	NOTE 18	Actions ordinaires	118
États des résultats consolidés	85	NOTE 19	Résultat par action ordinaire	119
États du résultat étendu consolidés	85	NOTE 20	Actions privilégiées	119
États des flux de trésorerie consolidés	86	NOTE 21	Cumul des autres éléments du résultat étendu	120
États de l'évolution des capitaux propres consolidés.....	87	NOTE 22	Participations ne donnant pas le contrôle	121
Notes afférentes aux états financiers consolidés		NOTE 23	Régimes de rémunération à base d'actions.....	121
NOTE 1 Description des activités	88	NOTE 24	Autres revenus, montant net.....	124
NOTE 2 Nature de la réglementation	90	NOTE 25	Frais financiers	124
NOTE 3 Sommaire des principales méthodes comptables	94	NOTE 26	Impôts sur les bénéfices	125
NOTE 4 Prises de position comptables futures	104	NOTE 27	Avantages sociaux futurs	127
NOTE 5 Débiteurs	104	NOTE 28	Acquisitions d'entreprises.....	131
NOTE 6 Stocks.....	104	NOTE 29	Information sectorielle	132
NOTE 7 Actifs et passifs réglementaires.....	105	NOTE 30	Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés	133
NOTE 8 Vente d'immobilisations de services publics	110	NOTE 31	Instruments dérivés et activités de couverture.....	134
NOTE 9 Autres actifs.....	110	NOTE 32	Évaluations de la juste valeur.....	134
NOTE 10 Immobilisations de services publics.....	111	NOTE 33	Gestion des risques financiers	136
NOTE 11 Biens productifs	112	NOTE 34	Engagements	140
NOTE 12 Actifs incorporels	113	NOTE 35	Actifs expropriés	143
NOTE 13 Écart d'acquisition.....	114	NOTE 36	Passifs éventuels	144
NOTE 14 Crédoiteurs et autres passifs à court terme.....	114	NOTE 37	Chiffres correspondants	145
NOTE 15 Dette à long terme.....	115			

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés annuels ci-joints de Fortis Inc. et toute l'information contenue dans le rapport annuel de 2012 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 des États-Unis. L'information financière contenue ailleurs dans le rapport annuel de 2012 est conforme à celle des états financiers consolidés annuels.

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

Le conseil d'administration, par l'intermédiaire du comité d'audit, qui est en totalité composé d'administrateurs externes indépendants, supervise les responsabilités de la direction relativement à la présentation de l'information financière. Le comité d'audit supervise l'audit indépendant des états financiers consolidés annuels de la Société, ainsi que les processus et les politiques relatifs à la comptabilité et à la présentation et la communication de l'information financière de la Société. Le comité d'audit tient des réunions auxquelles participent la direction, les auditeurs nommés par les actionnaires et l'auditeur interne afin de discuter des résultats de l'audit indépendant, du caractère adéquat des contrôles internes relatifs à la comptabilité, ainsi que de la qualité et de l'intégrité de la présentation de l'information financière. Les états financiers consolidés annuels de la Société sont examinés par le comité d'audit de concert avec la direction et les auditeurs nommés par les actionnaires avant d'être recommandés au conseil d'administration aux fins d'approbation. Les auditeurs nommés par les actionnaires ont plein et libre accès au comité d'audit. Le comité d'audit est tenu de réviser l'adoption et les modifications des principes et des pratiques comptables qui ont une incidence importante sur les états financiers consolidés annuels de la Société, et d'examiner, afin d'en informer le conseil d'administration, les politiques relatives à la comptabilité et les processus de présentation et de communication de l'information financière.

Le comité d'audit est tenu d'examiner les rapports financiers exigeant l'approbation du conseil d'administration avant qu'ils soient soumis aux commissions des valeurs mobilières et autres organismes de réglementation, d'évaluer et d'analyser les jugements posés par la direction qui ont une incidence importante sur la présentation de l'information financière, de s'assurer de l'indépendance des auditeurs nommés par les actionnaires et de passer en revue leurs honoraires. Les états financiers consolidés annuels de 2012 ainsi que le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel de 2012 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 2012 et son rapport suit.



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



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

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 2012 et 2011 et les états consolidés des résultats, du résultat étendu, de l'évolution des capitaux propres 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 des États-Unis, 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 présents états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de Fortis Inc. aux 31 décembre 2012 et 2011, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.



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

St. John's, Canada
Le 20 mars 2013

Bilans consolidés

FORTIS INC.

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

ACTIF	2012	2011
Actifs à court terme		(note 37)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	154 \$	87 \$
Débiteurs (note 5)	587	638
Charges payées d'avance	18	19
Stocks (note 6)	133	134
Actifs réglementaires (note 7)	185	230
Impôts reportés (note 26)	16	24
	1 093	1 132
Autres actifs (note 9)	200	184
Actifs réglementaires (note 7)	1 515	1 388
Impôts reportés (note 26)	–	8
Immobilisations de services publics (note 10)	9 623	9 018
Biens productifs (note 11)	626	594
Actifs incorporels (note 12)	325	325
Écart d'acquisition (note 13)	1 568	1 565
	14 950 \$	14 214 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passifs à court terme		
Emprunts à court terme (note 33)	136 \$	159 \$
Créditeurs et autres passifs à court terme (note 14)	966	977
Passifs réglementaires (note 7)	72	51
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 15)	117	103
Tranche à court terme des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières (note 16)	7	7
Impôts reportés (note 26)	10	8
	1 308	1 305
Autres passifs (note 17)	622	564
Passifs réglementaires (note 7)	681	612
Impôts reportés (note 26)	718	676
Dette à long terme (note 15)	5 783	5 685
Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières (note 16)	428	429
	9 540	9 271
Capitaux propres		
Actions ordinaires ¹⁾ (note 18)	3 121	3 036
Actions privilégiées (note 20)	1 108	912
Surplus d'apport	15	14
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 21)	(96)	(95)
Bénéfices non répartis	952	868
	5 100	4 735
Participations ne donnant pas le contrôle (note 22)	310	208
	5 410	4 943
	14 950 \$	14 214 \$

¹⁾ sans valeur nominale : nombre illimité d'actions autorisées; 191,6 millions et 188,8 millions d'actions émises et en circulation respectivement aux 31 décembre 2012 et 2011

Engagements (note 34)
Actifs expropriés (note 35)
Passifs éventuels (note 36)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Approuvés au nom du conseil d'administration,



David G. Norris,
Administrateur



Peter E. Case,
Administrateur

États financiers

États des résultats consolidés

FORTIS INC.

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

	2012	2011
Produits d'exploitation	3 654 \$	3 738 \$
Charges		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	1 522	1 697
Charges d'exploitation	868	850
Amortissement	470	416
	2 860	2 963
Bénéfice d'exploitation	794	775
Autres revenus, montant net (note 24)	4	38
Frais financiers (note 25)	366	363
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	432	450
Impôts sur les bénéfices (note 26)	61	84
Bénéfice net	371 \$	366 \$
Bénéfice net attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	9 \$	9 \$
Actionnaires privilégiés	47	46
Actionnaires ordinaires	315	311
	371 \$	366 \$
Résultat par action ordinaire (note 19)		
De base	1,66 \$	1,71 \$
Dilué	1,65 \$	1,70 \$

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)

	2012	2011
Bénéfice net	371 \$	366 \$
Autres éléments du résultat étendu		
(Pertes) gains de change latent(e)s, déduction faite des activités de couverture et après impôts (note 21)	(2)	1
Reclassement des pertes de change latentes, déduction faite des activités de couverture et après impôts, liées à Belize Electricity (notes 9 et 21)	–	17
Reclassement dans les bénéfices de pertes nettes sur instruments dérivés abandonnés à titre de couvertures de flux de trésorerie, après impôts (note 21)	1	1
Pertes latentes au titre des avantages sociaux futurs, après impôts (notes 21 et 27)	–	(6)
	(1)	13
Résultat étendu	370 \$	379 \$
Résultat étendu attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	9 \$	9 \$
Actionnaires privilégiés	47	46
Actionnaires ordinaires	314	324
	370 \$	379 \$

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)

	2012	2011
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	371 \$	366 \$
Ajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les rentrées de fonds nettes liées aux activités d'exploitation		
Amortissement – immobilisations de services publics et biens productifs	424	381
Amortissement – actifs incorporels	44	38
Amortissement – divers	2	(3)
Impôts reportés (note 26)	17	4
Avantages sociaux futurs	10	18
Composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (note 24)	(7)	(13)
Autres	(1)	(1)
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	38	26
Variation du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie (note 30)	78	99
	976	915
Activités d'investissement		
Variation des autres actifs et des autres passifs	–	(45)
Dépenses en immobilisations – immobilisations de services publics	(1 053)	(1 083)
Dépenses en immobilisations – biens productifs	(35)	(30)
Dépenses en immobilisations – actifs incorporels	(42)	(58)
Apports sous forme d'aide à la construction	68	75
Produit de la vente d'immobilisations de services publics et de biens productifs (note 8)	3	51
Acquisitions d'entreprises, déduction faite de l'encaisse acquise (note 28)	(21)	(25)
	(1 080)	(1 115)
Activités de financement		
Variation des emprunts à court terme	(22)	(198)
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission	124	343
Remboursement de la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières	(88)	(40)
Emprunts (remboursements) nets sur les facilités de crédit confirmées	71	(145)
Avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle	106	81
Frais d'émission des reçus de souscription (notes 9 et 18)	(13)	–
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais et des dividendes réinvestis	24	345
Émission d'actions privilégiées, déduction faite des frais	194	–
Dividendes		
Actions ordinaires, déduction faite des dividendes réinvestis	(170)	(151)
Actions privilégiées	(46)	(46)
Versement de dividendes de filiales aux participations ne donnant pas le contrôle	(9)	(9)
	171	180
Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	67	(20)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	87	107
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	154 \$	87 \$

Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés (note 30)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

États de l'évolution des capitaux propres consolidés

FORTIS INC.

<i>Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011 (en millions de dollars canadiens)</i>	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Bénéfices non répartis	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	<i>(note 18)</i>	<i>(note 20)</i>		<i>(note 21)</i>		<i>(note 22)</i>	
Au 1^{er} janvier 2012	3 036 \$	912 \$	14 \$	(95)\$	868 \$	208 \$	4 943 \$
Bénéfice net	-	-	-	-	362	9	371
Autres éléments du résultat étendu	-	-	-	(1)	-	-	(1)
Émission d'actions privilégiées	-	196	-	-	-	-	196
Émission d'actions ordinaires	85	-	(3)	-	-	-	82
Rémunération à base d'actions	-	-	4	-	-	-	4
Avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	106	106
Écart de conversion	-	-	-	-	-	(4)	(4)
Versement de dividendes de filiales aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	(9)	(9)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (1,21 \$ par action)	-	-	-	-	(231)	-	(231)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	-	-	-	-	(47)	-	(47)
Au 31 décembre 2012	3 121 \$	1 108 \$	15 \$	(96)\$	952 \$	310 \$	5 410 \$
Au 1^{er} janvier 2011	2 575 \$	912 \$	12 \$	(108)\$	774 \$	162 \$	4 327 \$
Bénéfice net	-	-	-	-	357	9	366
Autres éléments du résultat étendu	-	-	-	13	-	-	13
Émission d'actions ordinaires	461	-	(2)	-	-	-	459
Rémunération à base d'actions	-	-	4	-	-	-	4
Avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	81	81
Écart de conversion	-	-	-	-	-	3	3
Versement de dividendes de filiales aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	(9)	(9)
Expropriation de Belize Electricity <i>(notes 9 et 35)</i>	-	-	-	-	-	(38)	(38)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (1,17 \$ par action)	-	-	-	-	(217)	-	(217)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	-	-	-	-	(46)	-	(46)
Au 31 décembre 2011	3 036 \$	912 \$	14 \$	(95)\$	868 \$	208 \$	4 943 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

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 réglementés 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 entité au sein des secteurs isolables 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 : Comprennent les sociétés FortisBC Energy Inc. (« FEI »), FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc. (« FEVI ») et FortisBC Energy (Whistler) Inc. (« FEWI »).

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 jusqu'à l'île de Vancouver, en passant par le détroit de Georgia, en plus d'approvisionner la clientèle de 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 revendre 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 la région intérieure sud 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 (« centrale 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* : Englobent 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 regroupe les activités de 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 »). FortisOntario possède également des participations de 10 % dans Westario Power Inc., Rideau St. Lawrence Holdings Inc. et Grimsby Power Inc., trois sociétés régionales de distribution d'électricité (note 28).

Entreprises de services publics d'électricité réglementés 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 150 MW. Fortis détient une participation lui conférant le contrôle d'environ 60 % (60 % au 31 décembre 2011) dans Caribbean Utilities. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (« TSX ») (TSX : CUP.U).
- b) *Fortis Turks and Caicos* : Composée de FortisTCL Limited (« FortisTCL »), Atlantic Equipment & Power (Turks and Caicos) Ltd. (« Atlantic ») et Turks and Caicos Utilities Limited (« TCU »), acquise en août 2012, (collectivement « Fortis Turks and Caicos ») (note 28). Toutes les entreprises de services publics de Fortis Turks and Caicos sont des sociétés de services publics d'électricité intégrées, et elles possèdent une capacité de production au diesel combinée de 76 MW. Fortis Turks and Caicos fournit de l'électricité sur les îles Providenciales, North Caicos et Middle Caicos par l'intermédiaire de FortisTCL, de même que sur l'île South Caicos par l'intermédiaire d'Atlantic. Fortis Turks and Caicos fournit également de l'électricité sur Grand Turk et sur Salt Cay par l'entremise de TCU.
- 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. Le 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 en date du 20 juin 2011 (notes 9, 33 et 35).

Activités non réglementées – Fortis Generation

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

- a) *Belize* : Les actifs sont constitués des centrales hydroélectriques Mollejon, de 25 MW, Chalillo, de 7 MW, et 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 au 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 actifs sont constitués de six petites centrales hydroélectriques dans l'est de l'Ontario, d'une puissance combinée de 8 MW, et d'une centrale de cogénération alimentée au gaz de 5 MW à Cornwall. À compter du 1^{er} juillet 2012, le droit de propriété relatif aux centrales hydroélectriques dans l'est de l'Ontario a été transféré de Fortis Properties à Fortis Generation East LLP, société en commandite détenue directement par Fortis.
- 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 restante de 49 %. La production des centrales hydroélectriques est vendue à Newfoundland and Labrador Hydro Corporation en vertu d'un contrat d'achat d'électricité (« CAE ») de 30 ans échéant 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 35).
- d) *Colombie-Britannique* : Les actifs 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 qui viendra à échéance au quatrième trimestre de 2013. Les activités de production non réglementées en Colombie-Britannique comprennent également la participation conférant le contrôle 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-ouest de l'État de New York* : Les actifs sont composés de quatre centrales hydroélectriques d'une puissance combinée d'environ 23 MW, situées dans le nord-ouest de l'État de New York, exploitées sous licence de la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »). Dans le nord-ouest 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 23 hôtels, qui comprennent en tout plus de 4 400 chambres, dans huit provinces canadiennes. Fortis Properties possède et exploite également environ 2,7 millions de pieds carrés de locaux pour bureaux d'affaires et commerces de détail, principalement dans les provinces atlantiques canadiennes (note 28).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

1. Description des activités (suite)

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, de même que les activités qui se trouvent sous le seuil requis pour être présentées en tant que secteur distinct.

Ce secteur comprend les frais financiers, notamment les intérêts sur la dette contractée directement par Fortis et FortisBC Holdings Inc. (« FHI »); les dividendes sur les actions privilégiées; d'autres dépenses du siège social, incluant les coûts d'exploitation non sectoriels de Fortis et de FHI, déduction faite des recouvrements auprès des filiales; les intérêts créditeurs et produits divers; et les impôts sur les bénéfices du secteur.

Ce secteur inclut aussi les résultats financiers de la société en commanTndite CustomerWorks Limited Partnership (« CWLP ») et FortisBC Alternative Energy Services Inc. (« FAES »). CWLP est une entreprise de services partagés non réglementée dans laquelle FHI détient une participation de 30 %. CWLP 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 à la valeur de consolidation. FAES est une filiale en propriété exclusive de FHI qui propose des solutions d'énergies renouvelables, y compris des systèmes d'énergie thermique et de géo-échange.

Acquisition proposée

En février 2012, Fortis a annoncé avoir conclu une entente portant sur l'acquisition de CH Energy Group, Inc. (« CH Energy Group ») pour 65,00 \$ US l'action ordinaire 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. 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 approximativement 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 transaction a reçu l'approbation des actionnaires de CH Energy Group en juin 2012 et l'approbation réglementaire de la FERC et du Committee on Foreign Investment in the United States en juillet 2012. En outre, la période d'attente en vertu de la loi *Hart-Scott-Rodino Antitrust Improvements Act of 1976* a pris fin en octobre 2012, ce qui remplit une autre des exigences applicables à la conclusion de la transaction.

L'approbation de la New York State Public Service Commission (« NYSPSC ») relative à l'acquisition par la Société de CH Energy Group représente le dernier jalon réglementaire d'importance requis pour conclure la transaction. La conclusion de la transaction est maintenant attendue pour le deuxième trimestre de 2013. Un accord de règlement entre Fortis, CH Energy Group, le personnel de la NYSPSC, les intervenants inscrits et les autres parties a été déposé auprès de la NYSPSC au mois de janvier 2013. Les parties à l'accord de règlement ont conclu que, en vertu des modalités de l'accord, l'acquisition est dans l'intérêt du public, et elles ont recommandé son approbation par la NYSPSC (notes 24, 34 et 36).

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 »), conçus pour fixer le tarif facturé à la clientèle, administrés par la BCUC. Le mécanisme de TAR pour FEI a pris fin le 31 décembre 2009, sous réserve d'une période d'élimination progressive sur 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 attribuables aux actionnaires ordinaires (« RCP ») autorisé.

Les entreprises de services publics présentent 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 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.

En novembre 2009, la BCUC a approuvé un accord de règlement négocié portant sur la demande relative aux besoins en revenus pour 2010–2011 des sociétés FortisBC Energy, et en avril 2012, la BCUC a rendu sa décision relativement à la demande des mêmes sociétés à l'égard de leurs besoins pour 2012–2013. En décembre 2010, la BCUC a approuvé un accord de règlement négocié portant sur la demande relative aux besoins en revenus pour 2011 de FortisBC Electric, préparée dans le cadre du mécanisme de TAR. En août 2012, la BCUC a fait connaître sa décision au sujet de la demande relative aux besoins en revenus de cette même société pour 2012–2013. En vertu de la décision tarifaire rendue en août 2012, à compter de 2012, les écarts entre la valeur réelle des produits tirés de l'électricité et des coûts de l'électricité achetée et leur valeur prévue aux fins d'établissement des tarifs de FortisBC Electric font l'objet d'un traitement en compte de report, afin d'être recouverts auprès des clients ou remboursés aux clients dans les tarifs futurs; par conséquent, ils n'ont pas eu d'incidence sur les bénéfices de 2012. Toutefois, en date du 1^{er} janvier 2012, l'organisme de réglementation a refusé, dans sa décision à l'égard des besoins en revenus, le transfert des frais financiers sollicité dans la demande déposée par FortisBC Electric relativement à ses besoins en revenus pour 2012–2013. Pour cette raison, à compter de 2012, les écarts entre les frais financiers réels et les frais financiers qui sont prévus aux fins d'établissement des tarifs d'électricité ont une incidence sur les bénéfices.

Le RCP autorisé de FEI était de 9,50 % pour 2012 (9,50 % pour 2011) 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 2012 (10,00 % pour 2011) appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires. Le RCP autorisé de FortisBC Electric était de 9,90 % pour 2012 (9,90 % pour 2011) en fonction d'une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires.

Les RCP autorisés pour 2011 et 2012 de FEI, FEVI, FEWI et FortisBC Electric ont été fixés par la BCUC. L'ancienne formule d'ajustement automatique utilisée pour établir le RCP sur une base annuelle ne s'applique plus tant que la BCUC n'a pas procédé à un nouvel examen. Amorcée par la BCUC au début de 2012, une instance générale sur le coût du capital s'est tenue en 2012 alors qu'une audience publique orale à l'égard de la première étape de cette instance s'est terminée en décembre. Les éléments étudiés au cours de l'instance générale sur le coût du capital incluent : i) le coût du capital approprié pour une entreprise de services publics à faible risque de référence avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2013, qui comprend la structure du capital, le RCP et les intérêts sur la dette; ii) l'établissement d'un RCP de référence fondé sur une entreprise de services publics à faible risque de référence en vigueur du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2013 pour l'année de transition initiale; iii) l'utilité de revenir à un mécanisme d'ajustement automatique du RCP, lequel serait mis en œuvre le 1^{er} janvier 2014, ou, si ce n'est pas utile, la création d'un processus réglementaire futur pour revoir le RCP d'une entreprise de services publics à faible risque de référence après le 31 décembre 2013; iv) une méthode générale pour établir le coût du capital de chaque entreprise en regard du coût du capital d'une entreprise de services publics à faible risque de référence; v) une méthode pour établir une structure du capital présumée et un coût du capital présumé, tout particulièrement pour les entreprises de services publics sans dette envers des contreparties; et vi) pour les entreprises de services publics qui nécessitent un taux d'intérêt présumé, une méthode pour établir un mécanisme d'ajustement automatique du taux d'intérêt présumé et, si ce mécanisme n'est pas établi, un processus réglementaire futur sera créé pour déterminer comment le taux d'intérêt présumé serait ajusté après le 31 décembre 2013.

La BCUC a également pris la décision d'ajouter une deuxième phase subséquente à l'instance générale sur le coût du capital afin d'établir le RCP autorisé et la structure du capital appropriés pour toutes les autres entreprises de services publics réglementés en Colombie-Britannique, une fois que l'entreprise de services publics utilisée comme point de référence sera désignée au cours de la première phase de l'instance générale sur le coût du capital. FEI a été désignée comme l'entreprise de services publics de référence. Les RCP autorisés et les structures du capital de FEVI, de FEWI et de FortisBC Electric seront établis pendant la deuxième phase de l'instance générale sur le coût du capital. Une décision à cet égard pour l'entreprise de services publics de référence, FEI, est attendue mi-2013. En date du 1^{er} janvier 2013, comme l'a ordonné la BCUC en décembre 2012, le RCP autorisé et la structure du capital courants de FEI et de toutes les autres entités réglementées en Colombie-Britannique qui se basent sur l'entreprise de services publics de référence pour fixer leurs tarifs doivent être maintenus et considérés comme provisoires. Les conclusions de l'instance pourraient avoir une incidence importante sur les bénéfices des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric.

FortisAlberta

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

En 2011 et 2012, FortisAlberta a exercé 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 en revenus de la société, soit les revenus nécessaires à la récupération des coûts approuvés liés aux activités de distribution, et prévoient un taux de rendement d'une structure du capital réputée, appliqué à l'actif de la base tarifaire autorisée. Le RCP autorisé de FortisAlberta était de 8,75 % pour 2012 (8,75 % pour 2011) appliqué à une structure du capital réputée comprendre 41 % de capitaux propres ordinaires. La société a présenté une demande de revenus tarifaires dont la grille est fondée sur les estimations du coût du service. Une fois que le tarif a été approuvé, il n'a pas été ajusté même si le coût du service réel diffère du coût qui a fait l'objet de la demande, à l'exception de certains coûts prescrits qui sont admissibles au traitement en compte de report.

En avril 2012, l'AUC a rendu sa décision sur l'accord de règlement négocié portant sur la demande relative aux besoins en revenus de la société pour 2012. L'incidence la plus importante de cette décision a été l'arrêt en 2012 du report des écarts de volume de transport liés au compte de report des charges de l'Alberta Electric System Operator (« AESO ») de la société, ce qui a eu une incidence favorable d'environ 8,5 millions \$ sur le bénéfice net en 2012.

En décembre 2011, l'AUC a publié sa décision relative à l'instance générale sur le coût du capital de 2011, qui établit le RCP autorisé à 8,75 % pour 2011 et 2012, et le RCP provisoire à 8,75 % pour 2013. En octobre 2012, l'AUC a ouvert une instance générale relative au coût du capital, qui devrait commencer plus tard en 2013, afin : i) d'établir le RCP autorisé pour 2013; ii) de décider si un mécanisme d'ajustement automatique du RCP au moyen d'une formule doit être réinstauré; et iii) d'établir si la décision de l'AUC à l'égard de la réglementation relative à la TAR ou d'autres décisions requièrent un ajustement du RCP autorisé ou de la composante capitaux propres de la structure totale du capital pour tenir compte de tout changement dans les risques.

Pendant une période de cinq ans commençant le 1^{er} janvier 2013, les tarifs de distribution de FortisAlberta seront établis annuellement en vertu d'un mécanisme de TAR.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

2. Nature de la réglementation (suite)

Newfoundland Power

Newfoundland Power est régie par le Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities (« PUB ») en vertu de la *Public Utilities Act* (Terre-Neuve-et-Labrador). La *Public Utilities Act* (Terre-Neuve-et-Labrador) attribue au PUB l'exercice de la supervision générale des activités de services publics de la société et l'approbation, entre autres éléments, des tarifs imposés aux clients, des dépenses en immobilisations et des émissions de titres de Newfoundland Power.

Newfoundland Power exerce ses activités en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service appliquée par le PUB. Le PUB prescrit l'utilisation d'une année témoin future pour établir les tarifs et, selon cette méthode, la prévision du rendement de la base tarifaire approuvée et de la structure du capital réputée, de même que des coûts raisonnables et prudents, établit les besoins en revenus sur lesquels les tarifs imposés aux clients de Newfoundland Power sont fondés.

De façon générale, 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. 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 la réalisation d'une étude approfondie du coût du capital pour 2012. En juin 2012, le PUB a approuvé une augmentation du RCP autorisé, qui est passé de 8,38 % en 2011 à 8,80 % en 2012, en fonction d'une structure du capital réputée comprendre 45 % de capitaux propres ordinaires. Le PUB a également approuvé le report du recouvrement d'environ 2,5 millions \$ avant impôts, soit l'écart entre le RCP de 8,38 % pris en compte dans les tarifs d'électricité facturés aux clients pour 2012 et le RCP approuvé définitif de 8,80 % 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.

En septembre 2012, Newfoundland Power a déposé une demande tarifaire générale portant sur les tarifs d'électricité à facturer aux clients et le coût du capital pour 2013-2014. Le PUB procède actuellement à l'étude de la demande, et une audience publique sur la demande s'est terminée en février 2013.

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.), qui couvre la période du 1^{er} mars 2011 au 28 février 2013, et de la *Electric Power (Energy Accord Continuation) Amendment Act* (Î.-P.-É.) (« *Accord Continuation Act* »), qui couvre la période du 1^{er} mars 2013 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 2012 (9,75 % pour 2011) en fonction d'une structure du capital minimale ciblée comprenant 40 % de capitaux propres ordinaires.

En novembre 2010, Maritime Electric a conclu l'entente sur l'énergie avec le gouvernement de l'Î.-P.-É. (« l'entente »). En vertu de l'entente, le gouvernement de l'Î.-P.-É. a assumé 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 Point Lepreau (« centrale Point Lepreau ») de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») à laquelle Maritime Electric avait droit, à compter du 1^{er} mars 2011 jusqu'à la fin de l'automne 2012, soit pendant la période de remise en état de la centrale Point Lepreau. 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 dans l'ensemble 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. L'*Accord Continuation Act*, qui a été promulguée en décembre 2012, établit les données, les taux et autres modalités pour le maintien de l'entente pour une période additionnelle de trois ans, allant du 1^{er} mars 2013 au 29 février 2016. Pour la période de trois ans, les coûts de l'électricité pour les clients résidentiels types augmentent de 2,2 % annuellement, et le RCP autorisé de Maritime Electric a été plafonné à 9,75 % pour chaque année.

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 leur bénéfice est réglementé d'après le rendement de la base tarifaire, majoré d'une récupération des coûts de distribution autorisés. 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.

Le RCP autorisé d'Énergie Niagara était de 8,01 % pour 2012 (8,01 % pour 2011) appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires. Les tarifs de distribution d'électricité pour 2012 et 2011 étaient fondés sur une année témoin historique, soit 2009. La CEO a rendu ses décisions définitives en mars 2011 pour les activités d'exploitation à Port Colborne et en avril 2011 pour les activités à Fort Erie et à Gananoque visées par les demandes de tarifs de distribution d'électricité imposés aux clients d'Énergie Niagara aux termes du mécanisme tarifaire de troisième génération, à compter du 1^{er} mai 2011.

La CEO a rendu sa décision définitive en avril 2012 quant à la demande de tarifs de distribution d'électricité d'Énergie Niagara aux termes du mécanisme tarifaire de troisième génération imposés aux clients à compter du 1^{er} mai 2012. En novembre 2012, la CEO a rendu une décision sur la demande d'Énergie Niagara à l'égard des tarifs de distribution d'électricité au coût du service prenant effet le 1^{er} janvier 2013, en s'appuyant sur 2013 comme année témoin future, et le RCP autorisé, calculé selon la formule d'ajustement automatique, a été établi à 8,93 % pour 2013 appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres.

Le RCP autorisé d'Algoma Power était de 9,85 % pour 2012 (9,85 % pour 2011) appliqué à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires, et les tarifs de distribution d'électricité de l'entreprise de services publics pour 2011 et 2012 ont été fixés en fonction des coûts prévus pour 2011. En novembre 2010, la CEO a approuvé un accord de règlement négocié relativement à la demande d'Algoma Power de tarifs de distribution d'électricité au coût du service pour la période de décembre 2010 à décembre 2011. En mars 2012, la CEO a rendu sa décision définitive quant à la demande de tarifs de distribution d'électricité d'Algoma Power aux termes du mécanisme tarifaire de troisième génération, imposés aux clients à compter du 1^{er} janvier 2012. En octobre 2012, Algoma Power a déposé auprès de la CEO une demande de tarifs d'électricité aux termes du mécanisme tarifaire incitatif de troisième génération, à être imposés à la clientèle à compter du 1^{er} janvier 2013. En décembre 2012, la CEO a émis une ordonnance établissant les tarifs pour 2012 à titre de tarifs provisoires d'Algoma Power pour 2013, en attendant une décision définitive sur les tarifs pour 2013. Algoma Power est également 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 en 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 en 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'occupation des établissements.

Caribbean Utilities

Caribbean Utilities mène ses activités en vertu d'une licence de transport et 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 précisent le rôle de l'Electricity Regulatory Authority (« ERA »), laquelle gère les licences, élabore les normes régissant les licences et veille à leur respect, revoit le mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs et approuve les dépenses en immobilisations annuellement.

Les licences prévoient un mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs fondé sur les indices des prix à la consommation publiés. Le 1^{er} juin 2011, les tarifs de base de l'électricité facturés à la clientèle de Caribbean Utilities sont demeurés inchangés par suite de l'application annuelle du mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs. En date du 1^{er} juin 2012, l'ERA a approuvé une hausse de 0,7 % des tarifs de base de l'électricité facturés à la clientèle de Caribbean Utilities en fonction de l'application annuelle du mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs, en raison des variations des indices des prix à la consommation applicables et de l'atteinte par la société du taux de rendement des actifs de la base tarifaire (« RAB ») autorisé pour 2011.

Les tarifs d'électricité imposés à la clientèle pour 2012 ont ainsi maintenu le RAB autorisé dans une fourchette cible de 7,25 % à 9,25 % (de 7,75 % à 9,75 % pour 2011).

Fortis Turks and Caicos

FortisTCl et Atlantic exercent leurs activités en vertu de licences de 50 ans arrivant respectivement à échéance en 2037 et 2036, alors que TCU exerce ses activités en vertu d'une licence de 50 ans arrivant à échéance en 2036. Entre autres éléments, les licences décrivent le processus d'établissement des tarifs d'électricité par le gouvernement des îles Turks et Caicos au moyen d'une année témoin future afin de fournir aux entreprises de services publics un RAB autorisé de 17,50 % pour Fortis TCl et Atlantic, et de 15 % pour TCU (le « bénéfice d'exploitation autorisé ») selon une base tarifaire calculée, et comprennent des intérêts sur le manque à gagner entre le bénéfice d'exploitation réel et le bénéfice d'exploitation autorisé sur une base cumulative (le « manque à gagner cumulatif »).

Des demandes annuelles sont soumises au gouvernement des îles Turks et Caicos indiquant le calcul du montant du bénéfice d'exploitation autorisé et du manque à gagner cumulatif. Les demandes pour 2012 sollicitaient l'approbation d'un bénéfice d'exploitation autorisé combiné, incluant celui de TCU, de 34 millions \$ (34 millions \$ US) et d'un manque à gagner cumulatif combiné, incluant celui de TCU, au 31 décembre 2012 de 105 millions \$ (105 millions \$ US). Le recouvrement du manque à gagner cumulatif est toutefois tributaire des volumes de ventes et charges futurs.

Le RAB atteint par les entreprises de services publics a été beaucoup moins élevé que celui qui était autorisé en vertu des licences du fait de l'incapacité, en raison de facteurs économiques et politiques, d'augmenter les tarifs de base de l'électricité après les investissements importants dans les infrastructures effectués au cours des dernières années.

En février 2012, le gouvernement provisoire des îles Turks et Caicos (le « gouvernement provisoire ») a approuvé une hausse d'environ 26 % des tarifs d'électricité pour les grands hôtels qui sont clients de FortisTCl, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2012. En outre, d'autres améliorations qualitatives ont aussi été apportées à la franchise, notamment : i) formulation améliorée de la réglementation sur les tarifs d'électricité; ii) approbation de la hausse des seuils de consommation en kilowattheures pour les moyens et grands hôtels; iii) agrandissement du territoire de service, à l'aide de nouvelles licences de 25 ans émises en fonction du territoire agrandi, de manière à couvrir toutes les îles Caicos, à l'exception des secteurs actuellement desservis par les licences de fournisseurs privés; et iv) arrêt du subventionnement gouvernemental des activités d'exploitation d'Atlantic sur l'île South Caicos.

Des négociations entre FortisTCl et le gouvernement provisoire ont eu lieu au cours du troisième trimestre de 2012, FortisTCl ayant présenté un nouveau projet de cadre réglementaire au gouvernement provisoire. Le gouvernement provisoire a confié à un consultant indépendant le soin d'analyser la proposition et de soumettre des recommandations. Aucune entente n'a été conclue avec le gouvernement provisoire; toutefois, la direction s'attend à poursuivre le dialogue sur la réforme de la réglementation avec le gouvernement nouvellement élu.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

3. Sommaire des principales méthodes comptables

Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis »), qui prévoient des méthodes comptables particulières pour les activités à tarifs réglementés menées par les entreprises de services publics réglementés, tel qu'il est expliqué à la note 2 et dans le présent sommaire des principales méthodes comptables.

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

Mode de présentation

Les états financiers consolidés reflètent les investissements de la Société dans ses filiales sur une base consolidée, la comptabilisation à la valeur de consolidation étant utilisée pour les entités sur lesquelles Fortis a une influence notable, mais non le contrôle. Toutes les opérations intersociétés importantes ont été éliminées dans les états financiers consolidés.

Une évaluation des événements postérieurs à la date du bilan jusqu'au 20 mars 2013, date de l'approbation des présents états financiers consolidés par le conseil d'administration de Fortis (le « conseil d'administration »), a été effectuée afin de déterminer si les circonstances justifiaient la comptabilisation et la présentation d'événements ou opérations dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2012.

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.

Provision pour créances douteuses

La provision pour créances douteuses reflète la meilleure estimation par la direction du solde des débiteurs irrécouvrables. Fortis et chacune de ses filiales constituent une provision pour créances douteuses estimée en tenant compte de divers facteurs comme le classement chronologique des comptes débiteurs, les pratiques passées et d'autres données actuellement disponibles, y compris des événements comme la faillite de clients et la situation économique. Des intérêts sont imputés au solde des comptes débiteurs qui sont en souffrance depuis plus de 21 à 30 jours. Les débiteurs sont radiés dans la période au cours de laquelle les créances sont jugées être devenues irrécouvrables.

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 recouverts 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'actifs ou de passifs réglementaires sont assujettis à une approbation réglementaire. Ainsi, les organismes de réglementation pourraient modifier les montants admissibles au report, auquel cas la modification serait reflétée dans les états financiers consolidés. Certaines autres périodes de recouvrement et de règlement résiduelles sont prévues par la direction, et les périodes de recouvrement ou de règlement réelles pourraient différer du fait d'une approbation réglementaire.

Stocks

Les stocks, constitués de gaz et de combustible en stock et de matières et fournitures, sont évalués au moindre du coût moyen et de leur valeur marchande.

Immobilisations de services publics

Les immobilisations de services publics sont constatées au coût moins l'amortissement cumulé, hormis les exceptions suivantes, aux fins d'établissement des tarifs : i) les immobilisations de services publics de Newfoundland Power sont présentées aux valeurs approuvées par le PUB en date du 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 en date du 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 en date de septembre 1986 pour FortisTCI et Atlantic et en date d'avril 1986 pour TCU. Les ajouts ultérieurs pour Fortis Turks and Caicos sont présentés au coût, y compris les réseaux de distribution des îles Middle Caicos, North Caicos et South Caicos, de même que ceux de Grand Turk et de Salt Cay, transférés par le gouvernement des îles Turks et Caicos à Fortis Turks and Caicos en vertu de licences pour une contrepartie totalisant 4,00 \$ US, soit la valeur attribuée selon les documents comptables des entreprises de services publics.

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 en question.

FortisOntario et Fortis Turks and Caicos comptabilisent en résultat des coûts d'enlèvement qui sont sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite du produit de récupération, dans la période au cours de laquelle les coûts ont été engagés. Caribbean Utilities comptabilise ces coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans les immobilisations de services publics.

En date du 1^{er} janvier 2012, les sociétés FortisBC Energy ont adopté de manière prospective la comptabilité d'exercice comme la méthode de comptabilisation des coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans la dotation aux amortissements, conformément à leur demande de besoins en revenus pour 2012-2013, qui a été par la suite approuvée par l'organisme de réglementation dans sa décision d'avril 2012. Le total des coûts estimatifs d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations 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 sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite du produit de récupération, sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés. Avant 2012, les coûts estimatifs d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite du produit de récupération, étaient comptabilisés dans les charges d'exploitation compte tenu des écarts entre les coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les coûts prévus d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations aux fins d'établissement des tarifs et comptabilisés dans un compte de report réglementaire aux fins de recouvrement futur auprès des clients, ou de remboursement futur aux clients, dans les tarifs à compter de 2012. En 2012, des coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 20 millions \$ ont été comptabilisés par les sociétés FortisBC Energy dans la dotation aux amortissements, et des coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 16 millions \$, déduction faite du produit de récupération, ont été engagés et comptabilisés à titre de passif réglementaire à court terme (note 7 xviii). En 2011, des coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'environ 17 millions \$, déduction faite du produit de récupération, ont été engagés par les sociétés FortisBC Energy, 12 millions \$ ayant été comptabilisés comme charges d'exploitation, et 5 millions \$ ayant été reportés comme actif réglementaire.

FortisAlberta, Newfoundland Power et Maritime Electric ont chacune aussi comptabilisé des coûts estimatifs d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans la dotation aux amortissements, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, et le montant prévu a été constaté à titre de passif réglementaire à long terme (note 7 xviii). Les coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés (note 37). En 2012, des coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 47 millions \$ (52 millions \$ en 2011) ont été comptabilisés par les sociétés mentionnées ci-dessus dans la dotation aux amortissements.

Comme l'autorise l'organisme de réglementation, FortisBC Electric comptabilise les coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite du produit de récupération, en les imputant à l'amortissement cumulé lorsqu'ils sont engagés. En 2012, des coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'environ 4 millions \$ (5 millions \$ en 2011), déduction faite du produit de récupération de moins de 1 million \$ (moins de 1 million \$ en 2011), ont été engagés par FortisBC Electric.

Les immobilisations de services publics sont sorties 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'une immobilisation de services publics, tout écart entre le coût et l'amortissement cumulé de l'immobilisation, déduction faite du produit de récupération, est imputé à l'amortissement cumulé par FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric et Caribbean Utilities, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, sans qu'aucun gain ou aucune perte, le cas échéant, ne soit comptabilisé en résultat. Il est prévu que tous les gains et toutes les pertes imputés à l'amortissement cumulé seront reflétés dans la dotation aux amortissements future lorsqu'ils seront remboursés ou recouverts dans les tarifs de gaz et d'électricité imposés à la clientèle. La perte imputée à l'amortissement cumulé en 2012 s'est établie à environ 20 millions \$ (15 millions \$ en 2011).

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, en vue de son recouvrement auprès de la clientèle ou même les tarifs futurs, sous réserve d'une approbation réglementaire (note 7 ix).

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 et Fortis Turks and Caicos capitalisent les coûts indirects qui ne sont pas directement attribuables à des immobilisations de services publics précises, mais qui ont trait au programme général de dépenses en immobilisations. La méthode employée pour le calcul des coûts indirects généraux capitalisés et leur attribution aux immobilisations de services publics est établie par chaque organisme de réglementation.

Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, les sociétés FortisBC Energy, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric, et Caribbean Utilities incluent dans le coût des immobilisations de services publics une composante passif et une composante capitaux propres dans la provision pour fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC »). La composante passif de la PFUPC est comptabilisée comme une déduction des frais financiers (note 25), et la composante capitaux propres de la PFUPC est comptabilisée dans les autres revenus, montant net (note 24). Les deux composantes de la PFUPC sont comptabilisées en résultat au moyen de la dotation aux amortissements sur la durée de service estimative des immobilisations de services publics connexes. Le mode de calcul de la PFUPC est prescrit par les organismes de réglementation respectifs.

Pour FortisAlberta, le coût des immobilisations de services publics comprend aussi les contributions à l'AESO, lesquelles représentent des investissements obligatoires pour FortisAlberta afin de financer en partie la construction d'installations de transport.

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 34).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

3. Sommaire des principales méthodes comptables (suite)

Immobilisations de services publics (suite)

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 2012 ont varié de 1,3 % à 43,2 % (0,4 % à 33,3 % en 2011). En 2012, le taux mixte moyen pondéré d'amortissement avant réduction pour amortissement des apports sous forme d'aide à la construction s'est établi à 3,3 % (3,5 % en 2011).

L'incidence sur la dotation aux amortissements des modifications des taux d'amortissement mentionnées précédemment, de même que celle de l'inclusion, à partir du 1^{er} janvier 2012, des taux d'amortissement liés à la comptabilisation selon la comptabilité d'exercice des coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour les sociétés FortisBC Energy, sont reflétées dans les besoins en revenus approuvés des entreprises de services publics et dans les tarifs imposés à la clientèle qui en découlent. En outre, les sociétés FortisBC Energy reportent les écarts entre la dotation aux amortissements réelle et la dotation qui a été prévue dans les tarifs de gaz naturel, ayant pris effet le 1^{er} janvier 2012, approuvés par l'organisme de réglementation (note 7 xxiv)).

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 :

	2012		2011	
(années)	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée
Distribution				
Gaz	4-68	36	4-62	38
Électricité	5-65	27	5-75	26
Transport				
Gaz	6-70	39	4-82	35
Électricité	20-65	26	20-65	26
Production	5-75	31	5-75	32
Autres	3-70	9	3-70	10

Biens productifs

Les biens productifs de Fortis Properties, qui comprennent les immeubles de bureaux, les centres commerciaux, 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, sauf dans les cas où une réduction de valeur est nécessaire pour refléter une moins-value durable. 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 comprennent les contrats admissibles à titre de contrats de location s'ils transfèrent le droit d'utilisation d'un actif donné.

Un contrat de location-acquisition est amorti sur la durée du contrat, sauf si la propriété de l'actif est transférée à la fin du contrat, auquel cas le contrat est amorti sur la durée de service estimative de l'actif sous-jacent. Lorsque l'organisme de réglementation a approuvé le recouvrement comme contrats de location-exploitation aux fins d'établissement des tarifs de contrats qui sont admissibles à titre de contrats de location-acquisition aux fins de la présentation de l'information financière, le moment de la comptabilisation en charges des paiements de location est modifié afin qu'il soit conforme au processus d'établissement des tarifs.

Les paiements relatifs à un contrat 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. Le coût des actifs incorporels des filiales réglementées de la Société comprend des montants pour la PFUPC et les coûts indirects, lorsque cela est permis par les organismes de réglementation respectifs. Les coûts engagés pour le renouvellement ou la prolongation de la durée d'un actif incorporel sont capitalisés et amortis sur la nouvelle durée de l'actif incorporel. 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 droits de concession; et des contrats des clients.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

La durée de vie utile des actifs incorporels est évaluée comme étant limitée ou indéfinie. Les actifs incorporels à durée de vie indéfinie font l'objet d'une évaluation annuelle visant à déterminer s'il y a eu dépréciation, soit individuellement ou au niveau de l'unité d'exploitation, s'ils sont détenus par une entreprise de services publics. Ces actifs incorporels ne sont pas amortis. Les actifs incorporels dont la durée de vie est indéfinie, et qui ne sont pas assujettis à l'amortissement, se composent de droits fonciers, de droits de transport et de droits d'usage de l'eau détenus par FEI, FEVI et FortisBC Electric. 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.

En date du 1^{er} janvier 2012, la Société a adopté par anticipation les modifications du Topic 350 de l'Accounting Standards Codification (« ASC »), intitulé *Intangibles – Goodwill and Other* (« Topic 350 de l'ASC »), qui portent sur les tests de dépréciation des actifs incorporels à durée de vie indéfinie.

La norme révisée permet aux entités qui soumettent leurs actifs incorporels à durée de vie indéfinie à un test de dépréciation de faire, sur une base annuelle, une évaluation qualitative avant de calculer la juste valeur. Si les facteurs qualitatifs indiquent qu'il y a plus de 50 % de chances que la juste valeur soit supérieure à la valeur comptable, le calcul de la juste valeur ne serait pas nécessaire. La version précédente du Topic 350 de l'ASC exigeait qu'une entité soumette ses actifs incorporels à durée de vie indéfinie à un test de dépréciation, au moins une fois par année, en calculant la juste valeur des actifs pour ensuite la comparer à leur valeur comptable. Si la valeur comptable d'un actif incorporel à durée de vie indéfinie excédait sa juste valeur, il fallait comptabiliser une charge de dépréciation.

Les entreprises de services publics réalisent les tests de dépréciation des actifs incorporels à durée de vie indéfinie au niveau de l'unité d'exploitation. Un juste taux de rendement pour les actifs incorporels à durée de vie indéfinie est déterminé en fonction des tarifs du gaz et d'électricité imposés à la clientèle approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Les flux de trésorerie nets des entreprises réglementées ne sont pas directement rattachés à des actifs, mais sont plutôt cumulés à l'échelle de la société de services publics réglementés.

Fortis procède à son test de dépréciation annuel le 1^{er} octobre. 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 et laisse croire que la juste valeur d'un actif incorporel à durée de vie indéfinie pourrait être inférieure à sa valeur comptable. Aucun événement ou changement de circonstances de ce genre ne s'est produit en 2012 et en 2011, et aucune provision pour moins-value n'a été requise pour l'une ou l'autre de ces années.

En date du 1^{er} janvier 2012, Fortis a adopté, pour le test de dépréciation de ses actifs incorporels à durée de vie indéfinie, la même approche que celle employée pour le test de dépréciation annuel de l'écart d'acquisition, décrite dans la présente note à la section « Écart d'acquisition ».

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 l'organisme de réglementation concerné.

Les taux d'amortissement en 2012 se sont échelonnés de 1,5 % à 43,0 % (de 1,0 % à 38,8 % en 2011). 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 :

	2012		2011	
	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée
(années)				
Logiciels	5–10	5	5–10	6
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	31–75	35	31–75	38
Droits de concession, contrats des clients et autres	10–100	23	4–100	15

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, tout écart entre le coût et l'amortissement cumulé de l'actif, déduction faite du produit de récupération, est imputé à l'amortissement cumulé par FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric et Caribbean Utilities, comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, sans qu'aucun gain ou aucune perte, le cas échéant, ne soit comptabilisé en résultat. Il est prévu que tout gain ou toute perte imputé à l'amortissement cumulé seront reflétés dans la dotation aux amortissements future lorsqu'ils seront récupérés à même les tarifs de gaz et d'électricité imposés à la clientèle.

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 recouvrement auprès de la clientèle, ou le remboursement à celle-ci, à même les tarifs futurs, sous réserve d'une approbation réglementaire (note 7 ix)).

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.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

3. Sommaire des principales méthodes comptables (suite)

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 2012 et 2011.

Le test de dépréciation pour les actifs de production non réglementés 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, provient des tarifs de gaz et d'électricité imposés à la clientèle qui ont été approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Les flux de trésorerie nets des entreprises réglementées ne sont pas directement rattachés à des actifs, mais sont plutôt cumulés à l'échelle de la société de services publics réglementés.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente, à la date d'acquisition, l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des montants nets attribués aux actifs corporels et aux actifs incorporels identifiables 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 toute moins-value pour dépréciation.

En date du 1^{er} janvier 2012, la Société a adopté les modifications du Topic 350 de l'ASC qui portent sur les tests de dépréciation de l'écart d'acquisition. La norme révisée permet aux entités qui soumettent l'écart d'acquisition à un test de dépréciation de faire, sur une base annuelle, une évaluation qualitative avant de calculer la juste valeur. Si les facteurs qualitatifs indiquent qu'il est probable à au moins 50 % que la juste valeur dépasse la valeur comptable, le calcul de la juste valeur ne serait pas nécessaire.

Avant l'adoption des modifications au Topic 350 de l'ASC, la juste valeur de chacune des unités d'exploitation de la Société, auxquelles un écart d'acquisition était affecté, était évaluée par un consultant externe indépendant sur une base annuelle. Par suite de l'adoption des modifications mentionnées ci-dessus, Fortis effectue une évaluation annuelle interne des facteurs quantitatifs pour chaque unité d'exploitation, pour les unités d'exploitation quand : i) l'évaluation de la direction des facteurs quantitatifs et qualitatifs indique qu'il est probable à au moins 50 % que la juste valeur soit supérieure à la valeur comptable, ou quand ii) l'excédent de la juste valeur estimée par rapport à la valeur comptable, comme établi par un consultant externe indépendant à la date du dernier test de dépréciation, n'est pas important, la juste valeur de l'unité d'exploitation est alors estimée par un consultant externe indépendant au cours de l'exercice considéré. Malgré l'approche décrite ci-dessus, il est possible de faire estimer par un consultant externe indépendant la juste valeur d'une unité d'exploitation à laquelle un écart d'acquisition a été affecté à la date du test de dépréciation annuel, puisque Fortis fera évaluer la juste valeur de chacune de ses unités d'exploitation par un consultant externe indépendant au moins une fois tous les trois ans.

Fortis procède à son test de dépréciation annuel le 1^{er} octobre. 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 et laisse croire que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable. Aucun événement ou changement de circonstances de ce genre ne s'est produit en 2012 ou en 2011, et aucune provision pour moins-value n'a été requise pour l'un ou l'autre de ces exercices.

Afin de calculer la dépréciation de l'écart d'acquisition, Fortis détermine pour quelles unités d'exploitation la juste valeur sera estimée par un consultant externe indépendant, comme décrit précédemment, et cette valeur estimée sera ensuite comparée à la valeur comptable des unités d'exploitation en question. Si la juste valeur d'une unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, on procède à une deuxième évaluation pour établir le montant de la moins-value. Le montant de la moins-value est établi d'abord en déduisant la juste valeur des actifs et des passifs de l'unité d'exploitation de la juste valeur de celle-ci, afin d'obtenir la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition, puis en comparant ce montant à la valeur comptable de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation. Tout excédent de la valeur comptable de l'écart d'acquisition sur sa juste valeur implicite correspond au montant de la moins-value.

La principale méthode utilisée pour estimer la juste valeur de marché des unités d'exploitation est l'approche fondée sur les bénéfices, selon laquelle les projections des flux de trésorerie nets des unités d'exploitation sont actualisées à l'aide d'une approche axée sur la valeur de l'entreprise. D'après cette approche, les flux de trésorerie durables sont établis après impôts, sans déduire les intérêts débiteurs, et sont ensuite actualisés selon la moyenne pondérée du coût du capital afin d'obtenir la valeur de l'entreprise. Une approche axée sur la valeur de l'entreprise ne permet pas de juger du caractère approprié de la dette courante de l'unité d'exploitation. La juste valeur estimée de l'unité d'exploitation est par la suite établie en soustrayant la juste valeur de la dette portant intérêt de la valeur d'entreprise de l'unité d'exploitation. Une autre méthode d'évaluation, soit l'approche fondée sur le marché, est aussi employée par le consultant externe indépendant pour valider les conclusions tirées à l'utilisation de l'approche fondée sur les bénéfices. L'approche fondée sur le marché consiste à procéder à une comparaison entre les divers multiples d'évaluation à la base de l'analyse des flux de trésorerie actualisés des unités d'exploitation et les multiples de négociation d'entités de référence et les transactions récentes impliquant des entités de référence, afin de faire ressortir les différences en termes de prévisions de croissance, de composition du portefeuille de produits et des risques auxquels sont exposées ces entités de référence et les unités d'exploitation pertinentes.

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, y compris 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. Ces régimes sont comptabilisés conformément au Topic 715 de l'ASC, *Compensation-Retirement Benefits*. L'obligation au titre des prestations constituées projetées et la valeur du coût associé aux régimes de retraite à prestations déterminées sont établies au moyen de calculs actuariels selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services ainsi que d'après les meilleures estimations de la direction à l'égard du rendement prévu des placements des régimes, du taux d'accroissement des salaires et de l'âge prévu des employés au moment de leur départ à la retraite. Les taux d'actualisation reflètent les taux d'intérêt du marché pour des obligations de première catégorie dont les flux de trésorerie ont un échelonnement et un montant similaire pour ce qui est des versements prévus au titre des prestations.

Sauf pour les sociétés FortisBC Energy et Newfoundland Power, les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur, aux fins d'établissement 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 d'établissement de la charge de retraite, de telle sorte que les rendements de placement qui sont 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 projetée 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.

La situation de capitalisation nette des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'avantages complémentaires de retraite (« ACR »), soit la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations constituées, est comptabilisée au bilan consolidé de la Société.

Comme approuvé par l'organisme de réglementation concerné, le coût des régimes de retraite à prestations déterminées de FortisAlberta est recouvré 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 des États-Unis 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 (note 7 ii)).

Pour les sociétés FortisBC Energy ainsi que pour FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, FortisOntario et Maritime Electric, tous les soldes non amortis liés aux gains et aux pertes actuariels nets, aux coûts des services passés et aux obligations transitoires associés aux régimes à prestations déterminées, qui seraient autrement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, sont assujéti au traitement en compte de report (note 7 ii)). Pour Fortis, FHI et Caribbean Utilities, tous les soldes non amortis liés aux gains et aux pertes actuariels nets, aux coûts des services passés et aux obligations transitoires associés aux régimes à prestations déterminées sont constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Les coûts des régimes de retraite à cotisations déterminées 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 ACR au moyen de régimes à prestations déterminées, y compris certaines couvertures d'assurance maladie et dentaire, à des membres admissibles. L'obligation cumulée 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 ou de la perte actuarielle cumulée nette sur 10 % de l'obligation cumulée au titre des prestations constituées au début de l'exercice et les coûts au titre des services passés non amortis sont reportés et amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs.

Comme approuvé par l'organisme de réglementation concerné, le coût des régimes d'ACR de FortisAlberta est recouvré dans les tarifs imposés à la clientèle en fonction des paiements au comptant versés.

À l'exception de FortisAlberta, comme il est mentionné ci-dessous, tout écart entre le coût des régimes d'ACR constatés selon les PCGR des États-Unis et le coût recouvré auprès de la clientèle dans les tarifs courants, 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 7 ii)).

Pour FortisAlberta, l'écart entre le coût des régimes d'ACR comptabilisé selon les PCGR des États-Unis et le coût recouvré auprès de la clientèle dans les tarifs courants ne répond pas aux critères du traitement en compte de report. C'est pourquoi FortisAlberta comptabilise en résultat le coût associé à son régime d'ACR selon des calculs actuariels plutôt que selon des montants approuvés par l'organisme de réglementation. Les soldes non amortis du régime d'ACR de FortisAlberta qui se rattachent aux gains et aux pertes actuariels nets et aux coûts des services passés sont comptabilisés comme composante distincte des capitaux propres dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

3. Sommaire des principales méthodes comptables (suite)

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 »), de son régime d'options sur actions de 2006 (« le régime de 2006 ») et de son régime d'options sur actions de 2012 (« le régime de 2012 ») (note 23). La charge de rémunération est évaluée à la date d'attribution selon le modèle de Black et Scholes, et chaque attribution est amortie séparément en proportions égales sur la période d'acquisition des droits de quatre ans des options attribuées. En contrepartie, 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 des actions ordinaires de la Société a un effet dilutif sur le capital social consolidé et les capitaux propres consolidés de la Société. Pour l'exercice d'options sur actions, Fortis émet des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé.

La Société comptabilise aussi les passifs associés aux régimes d'unités d'actions à dividende différé (« UAD ») et d'unités d'actions liées au rendement (« UAR ») des administrateurs à leur juste valeur chaque date de clôture jusqu'au règlement, en constatant une charge de rémunération sur la période d'acquisition des droits selon la méthode linéaire. La juste valeur des passifs liés aux UAD et aux UAR est fondée sur le cours de clôture de l'action ordinaire de la Société à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. La juste valeur des passifs liés aux UAR est aussi fondée sur le paiement prévu d'après le rendement historique, compte tenu des paramètres définis de chaque attribution, le cas échéant, et de la meilleure estimation de la direction.

Conversion des devises

Les actifs et les passifs des établissements à l'étranger de la Société, qui ont tous le dollar américain comme monnaie fonctionnelle, sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan. La monnaie de présentation de Caribbean Utilities, de Fortis Turks and Caicos, de BECOL et de FortisUS Energy est le dollar américain, alors que jusqu'au 20 juin 2011, la monnaie de présentation de Belize Electricity était le dollar bélizien. La valeur du dollar bélizien (\$ BZ) est fondée sur celle du dollar américain selon le rapport 2,00 \$ BZ pour 1,00 \$ US. Le taux de change en vigueur au 31 décembre 2012 était de 1,00 \$ US = 0,995 \$ CA (1,00 \$ US = 1,02 \$ CA au 31 décembre 2011). Les gains et les pertes de change latents qui en résultent sont exclus du calcul du bénéfice et sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que la filiale étrangère soit vendue, soit pratiquement liquidée ou fasse l'objet d'un test de dépréciation en prévision de la cession. Les produits et les charges des établissements à l'étranger de la Société sont convertis au taux de change moyen en vigueur au cours de la période de présentation de l'information financière.

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 à l'étranger sont cumulés comme composante distincte des capitaux propres dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, et la variation de la période écoulée est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu.

Depuis 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 9, 33 et 35) n'est pas admissible à la comptabilité de couverture étant donné que Belize Electricity n'est plus une filiale étrangère de Fortis. Par conséquent, au cours de 2011, la tranche de la dette de la Société qui couvrirait auparavant l'investissement dans Belize Electricity n'était plus une couverture efficace. Depuis le 20 juin 2011, les gains et les pertes de change à la conversion de l'autre actif à long terme 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.

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 dérivés et activités de couverture

De temps à autre, la Société et ses filiales ont recours aux instruments 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 dérivés à des fins de transaction et limite généralement l'utilisation des instruments dérivés à ceux qui peuvent servir de couvertures comptables ou économiques. Au 31 décembre 2012, les instruments dérivés de la Société étaient composés de contrats d'options sur combustible, de swaps et de contrats d'options sur gaz naturel ainsi que de primes liées aux contrats d'achat de gaz.

L'évaluation à la valeur de marché est le traitement comptable par défaut pour tous les instruments dérivés à moins qu'ils ne soient admissibles et désignés pour l'une des méthodes comptables facultatives. L'évaluation à la valeur de marché nécessite que l'instrument dérivé soit comptabilisé à la juste valeur et que les variations de la juste valeur soient comptabilisées en résultat. Les dérivés désignés pour tout traitement comptable facultatif doivent respecter des critères restrictifs précis au moment de leur désignation et de façon continue. Les traitements comptables facultatifs comprennent : i) les couvertures de flux de trésorerie; ii) les couvertures de juste valeur; et iii) les contrats de vente et d'achat dans le cours normal des affaires.

La Société évalue continuellement ses contrats, y compris ses CAE, afin de déterminer s'ils répondent aux critères d'un dérivé et, si c'est le cas, s'ils sont admissibles à un traitement comptable facultatif.

Au 31 décembre 2012, les relations de couverture de la Société étaient composées de contrats d'options sur combustible, de dérivés sur gaz naturel, de primes liées aux contrats d'achat de gaz et d'emprunts en dollars américains.

Caribbean Utilities se sert de contrats d'options sur combustible pour réduire l'incidence de la volatilité des prix du combustible sur les tarifs imposés à la clientèle, comme l'a approuvé l'organisme de réglementation en vertu du programme de gestion de la volatilité des prix du combustible. Toute variation de la juste valeur des contrats d'options sur combustible, peu importe si les contrats sont désignés comme éléments constitutifs de relations de couverture admissibles, 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.

Les dérivés sur gaz naturel servent à fixer le prix d'achat réel du gaz naturel, la plupart des contrats d'approvisionnement en gaz naturel des sociétés FortisBC Energy étant assortis de prix variables au lieu de prix fixes. Toute variation de la juste valeur des dérivés sur gaz naturel, peu importe si les dérivés sont désignés comme éléments constitutifs de relations de couverture admissibles, 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.

La Société est tenue de séparer les dérivés incorporés des instruments dans lesquels ils sont intégrés et de les comptabiliser à titre de dérivés autonomes s'ils respectent certains critères.

Le bénéfice que la Société tire des filiales étrangères 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 au niveau 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. 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 à l'étranger, lesquels gains et pertes 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 reportés 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 plus probable qu'improbable. Les actifs et les passifs d'impôts reportés sont évalués selon les taux d'imposition en vigueur et les lois qui seront en vigueur lorsque les écarts temporaires devraient se résorber ou être réglés. L'incidence d'une modification des taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts reportés est comptabilisée en résultat pendant la période où la modification a lieu. La charge ou le recouvrement d'impôts sur les bénéfices de l'exercice est constaté à hauteur des impôts à payer ou à recevoir estimatifs pour l'exercice considéré.

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 sur les bénéfices dans les tarifs imposés aux clients à partir seulement des impôts sur les bénéfices qui sont actuellement exigibles, 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 reportés 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 le montant des impôts reportés qui devraient être recouverts ou remboursés à même les tarifs imputés à la clientèle lorsqu'ils deviennent à payer ou à recevoir (note 7 i)).

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 servant 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.

Tout écart entre la charge ou le recouvrement d'impôts sur les bénéfices constaté selon les PCGR des États-Unis 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 7 i)).

La Société a l'intention de réinvestir pour une durée indéterminée le bénéfice de certains établissements à l'étranger. Par conséquent, la Société ne provisionne pas d'impôts reportés à l'égard des écarts temporaires liés aux investissements dans les filiales étrangères. Au 31 décembre 2012, les écarts temporaires liés aux investissements dans les filiales étrangères se chiffraient à environ 294 millions \$ (283 millions \$ au 31 décembre 2011). Il est impossible d'estimer le montant des impôts sur les bénéfices qui pourraient devoir être payés advenant une reprise des écarts temporaires. Puisque des accords d'échange de renseignements fiscaux sont entrés en vigueur pour les Bermudes, les îles Caïmans et les îles Turks et Caicos, les bénéfices des établissements à l'étranger de la Société exerçant leurs activités dans ces régions peuvent, après 2010, être rapatriés au Canada libres d'impôt, et sont ainsi exclus du montant des écarts temporaires noté ci-dessus puisque aucun impôt n'est à payer sur ces bénéfices. Lorsqu'un accord d'échange de renseignements fiscaux sera conclu avec le Belize, les bénéfices provenant des activités de la Société au Belize (c.-à-d., BECOL) pourront aussi être rapatriés au Canada libres d'impôt. Les négociations entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Belize à ce sujet ont commencé en juin 2010.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

3. Sommaire des principales méthodes comptables (suite)

Impôts sur les bénéfiques (suite)

Les économies d'impôts associées aux positions fiscales prises, ou devant être prises, dans une déclaration de revenus sont comptabilisées seulement lorsque le seuil de constatation « plus probable qu'improbable » est atteint. Les économies d'impôts sont mesurées en fonction du montant le plus élevé dont la probabilité qu'il soit réalisé au moment du règlement est supérieure à 50 %. La différence entre une position fiscale prise, ou qui devrait être prise, et l'économie comptabilisée et mesurée selon cette directive représente une économie d'impôts non constatée.

Les intérêts et pénalités liés aux impôts sur les bénéfiques sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés et sont constatés dans la charge d'impôts sur les bénéfiques. Les crédits d'impôt à l'investissement sont déduits des actifs connexes et sont amortis par imputation aux charges lorsque l'actif connexe est comptabilisé en résultat.

Taxes de vente

Dans le cours normal de leurs activités, la Société et ses filiales perçoivent les taxes de vente auprès de leurs clients. Dans le processus de facturation aux clients, un passif à court terme est comptabilisé au titre des taxes de vente perçues des clients. Le passif est réglé lorsque les taxes sont payées aux autorités gouvernementales appropriées. Les produits de la Société ne comprennent pas les taxes de vente.

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 et 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 chaque fin de période.

Comme le prescrit l'organisme de réglementation, FortisAlberta est tenue de se procurer les services de transport auprès de l'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 l'a permis pour 2011, FortisAlberta n'était pas exposée aux risques liés aux prévisions 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 étaient reportés pour être recouverts auprès de la clientèle, ou remboursés à celle-ci, à même les tarifs futurs (note 7 xvi)). Pour 2012, l'organisme de réglementation concerné n'a pas approuvé le maintien du report des écarts de volumes de transport. Ce report n'étant plus autorisé, FortisAlberta a été exposée, en 2012, à un risque lié aux volumes à l'égard des coûts de transport réels par rapport à ceux facturés aux clients en fonction des volumes et des prix prévus. Le droit de reporter les écarts de volumes de transport a été rétabli en date du 1^{er} janvier 2013 par l'organisme de réglementation.

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. Pour Énergie Niagara et Algoma Power, les coûts de l'électricité et du transport sont transmis à la clientèle, et les produits liés au recouvrement de ces coûts sont suivis et comptabilisés distinctement. Le montant des produits tirés du transport suivis distinctement pour Énergie Niagara et Algoma Power est négligeable comparativement aux produits consolidés de Fortis.

Les produits de toutes les activités de production non réglementées de la Société sont comptabilisés selon la comptabilité d'exercice, et les produits sont constatés à la livraison à des tarifs fixes contractuels ou fondés sur les prix de 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.

Les baux sont principalement nets, et les locataires paient le taux de base plus une proportion de certains frais généraux déterminés. Certains locataires de commerces de détail versent un loyer additionnel exprimé en pourcentage de leurs ventes. Les frais recouverts auprès des locataires sont comptabilisés à titre de produits selon la comptabilité d'exercice. 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 des contrats 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, et les immobilisations de services publics ou les biens productifs sont augmentés du même montant. 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 reflétant une gamme de résultats possibles, 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 2012, FortisBC Electric avait comptabilisé des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'environ 3 millions \$ (4 millions \$ au 31 décembre 2011), qui ont été classées à titre d'autre passif à long terme (note 17), et un montant compensatoire a été porté aux immobilisations de services publics. Des variations de l'obligation de FortisBC Electric, causées par l'écoulement du temps, ont été comptabilisées à titre d'actif réglementaire selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

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 des problèmes environnementaux survenaient, les actifs seraient déclassés ou les licences, permis ou 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 être estimés de manière raisonnable.

La Société a aussi des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relativement au retrait, dans les droits 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 d'enlèvement d'actifs ne peut être établie raisonnablement à l'heure actuelle.

La Société a établi que des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pourraient exister concernant la remise en état 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. Des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour la remise en état de terrains seront comptabilisées lorsque le moment, la nature et le montant des coûts pourront être raisonnablement estimés.

Évaluation de la juste valeur

En date du 1^{er} janvier 2012, la Société a adopté les modifications du Topic 820 de l'ASC, intitulé *Fair Value Measurements and Disclosures*. La norme révisée améliore la comparabilité des évaluations de la juste valeur présentées dans les états financiers préparés selon les PCGR des États-Unis et les Normes internationales d'information financière (« IFRS »). Les modifications ne portent pas sur les éléments évalués à la juste valeur, mais apportent divers changements aux exigences d'évaluation de la juste valeur. Les modifications n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 (note 32).

Présentation du résultat étendu

En date du 1^{er} janvier 2012, la Société a adopté les modifications du Topic 220 de l'ASC, intitulé *Comprehensive Income*. La norme révisée exige d'une entité qu'elle présente des éléments du résultat net et du résultat étendu dans un état continu, appelé état du résultat étendu, ou dans deux états distincts mais consécutifs. L'option de rendre compte des autres éléments du résultat étendu et de ses composantes dans l'état des capitaux propres a été éliminée. Même si la nouvelle norme modifie la présentation du résultat étendu, aucun changement n'est apporté aux éléments comptabilisés dans le résultat net ou dans les autres éléments du résultat étendu par rapport à la norme précédente. La norme modifiée n'a pas entraîné de changement dans la présentation de l'état du résultat étendu de la Société, qui est présenté dans un état distinct mais consécutif.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

3. Sommaire des principales méthodes comptables (suite)

Utilisation d'estimations comptables

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

Les estimations comptables critiques de la Société sont présentées ci-dessus à la note 3, aux rubriques « Actifs et passifs réglementaires », « Immobilisations de services publics », « Biens productifs », « Actifs incorporels », « Écart d'acquisition », « Avantages sociaux futurs », « Impôts sur les bénéfices », « Constatation des produits » et « Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations », et aux notes 7 et 36.

4. Prises de position comptables futures

Informations à fournir sur les actifs et les passifs compensatoires

Depuis le 1^{er} janvier 2013, la Société a adopté les modifications du Topic 210 de l'ASC, intitulé *Balance Sheet – Disclosures About Offsetting Assets and Liabilities*, telles qu'elles sont présentées dans l'Accounting Standards Update No. 2011-11. Les modifications améliorent la transparence de l'incidence ou de l'incidence potentielle des accords de compensation sur la situation financière d'une entreprise en augmentant le niveau requis d'informations à fournir sur de tels accords. Les informations accrues visent à aider les utilisateurs des états financiers à comprendre les différences quantitatives importantes entre les bilans préparés selon les PCGR des États-Unis et ceux préparés selon les IFRS. Fortis ne s'attend pas à ce que l'adoption des modifications susmentionnées ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

5. Débiteurs

(en millions)	2012	2011
Débiteurs – clients	544 \$	604 \$
Provision pour créances douteuses	(19)	(16)
Impôts à recevoir	11	–
Autres	51	50
	587 \$	638 \$

Aux 31 décembre 2012 et 2011, les autres débiteurs étaient composés majoritairement de sommes facturées aux clients pour des services autres que de base, des dépôts de garantie pour des achats de gaz et des crédits d'impôt relatifs aux clients résidentiels des sociétés FortisBC Energy.

6. Stocks

(en millions)	2012	2011
Gaz et combustible stockés	115 \$	115 \$
Matières et fournitures	18	19
	133 \$	134 \$

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

<i>(en millions)</i>	2012	2011	Période de recouvrement résiduelle (années)
Actifs réglementaires		<i>(note 37)</i>	
Impôts reportés <i>i)</i>	713 \$	647 \$	À déterminer
Avantages sociaux futurs <i>ii)</i>	498	443	Diverses
Charges locatives reportées – FortisBC Electric <i>iii)</i>	77	70	11–44
Comptes de stabilisation tarifaire – entreprises de services publics d'électricité <i>iv)</i>	57	55	Diverses
Coûts de gestion de l'énergie reportés <i>v)</i>	50	36	1–10
Comptes de stabilisation tarifaire – sociétés FortisBC Energy <i>vi)</i>	48	112	1
Report des coûts de l'énergie de remplacement pour Point Lepreau <i>vii)</i>	47	47	1
Frais d'exploitation indirects reportés <i>viii)</i>	32	22	Diverses
Pertes nettes à la cession d'immobilisations et d'actifs incorporels de services publics reportées <i>ix)</i>	27	17	19
Report des coûts liés au projet d'amélioration du service à la clientèle <i>x)</i>	24	13	7–8
Impôts sur les bénéfices recouvrables au titre des régimes d'ACR <i>xi)</i>	23	22	Diverses
Report des coûts des projets liés aux énergies renouvelables <i>xii)</i>	18	8	À déterminer
Report de l'apport lié au pipeline de Whistler <i>xiii)</i>	14	16	47
Frais de développement reportés pour des projets d'investissement <i>xiv)</i>	10	11	19
Frais reportés – compteurs intelligents <i>xv)</i>	9	8	À déterminer
Report des charges de l'AESO <i>xvi)</i>	–	44	–
Autres actifs réglementaires <i>xvii)</i>	53	47	Diverses
Total des actifs réglementaires	1 700	1 618	
Moins : tranche échéant à moins de un an	(185)	(230)	1
Actifs réglementaires à long terme	1 515 \$	1 388 \$	
Passifs réglementaires			
Provision pour coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations <i>xviii)</i>	486 \$	455 \$	À déterminer
Comptes de stabilisation tarifaire – sociétés FortisBC Energy <i>vi)</i>	117	94	Diverses
Comptes de stabilisation tarifaire – entreprises de services publics d'électricité <i>iv)</i>	46	33	Diverses
Report des charges de l'AESO <i>xvi)</i>	44	12	1–5
Impôts reportés <i>i)</i>	12	12	1
Intérêts reportés <i>xix)</i>	9	11	1–3
Report des écarts d'impôts sur les bénéfices <i>xx)</i>	7	12	Diverses
Report des écarts des lectures de compteurs et du service à la clientèle <i>xxi)</i>	6	–	À déterminer
Produits constatés d'avance liés au pipeline Southern Crossing <i>xxii)</i>	4	8	3
Passif d'incitatifs selon la TAR <i>xxiii)</i>	1	7	2
Autres passifs réglementaires <i>xxiv)</i>	21	19	Diverses
Total des passifs réglementaires	753	663	
Moins : tranche échéant à moins de un an	(72)	(51)	1
Passifs réglementaires à long terme	681 \$	612 \$	

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

7. Actifs et passifs réglementaires (suite)

Description de la nature des actifs et des passifs réglementaires

i) Impôts reportés

La Société constate de manière rétroactive les actifs et les passifs d'impôts reportés et les passifs et actifs réglementaires connexes, qui sont liés au montant des impôts reportés censé être remboursé aux clients ou recouvré auprès des clients dans les tarifs futurs de gaz et d'électricité. Les actifs et les passifs d'impôts reportés 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 impôts reportés sur les actifs et passifs réglementaires sont attribuables à l'application du Topic 740 de l'ASC, intitulé *Income Taxes*.

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 deviennent exigibles ou à recevoir. Au 31 décembre 2012, une tranche de 115 millions \$ (104 millions \$ au 31 décembre 2011) des actifs réglementaires aux fins des impôts reportés n'était pas assujettie à un rendement réglementaire.

ii) Avantages sociaux futurs

L'actif réglementaire associé aux avantages sociaux futurs comprend les pertes actuarielles nettes, les coûts des services passés et les obligations transitoires, tous non amortis et établis au moyen de calculs actuariels, associés aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux régimes d'ACR des filiales réglementées de la Société qui ont répondu aux exigences des PCGR des États-Unis pour être comptabilisés comme un actif réglementaire, et qui devraient être recouverts auprès des clients dans les tarifs futurs (note 27).

Pour les filiales réglementées de la Société, comme les organismes de réglementation respectifs le permettent, les écarts entre les coûts des régimes de retraite et des ACR comptabilisés selon les PCGR des États-Unis et ceux qui devraient être recouverts auprès de la clientèle ou remboursés à cette dernière à même les tarifs futurs sont assujettis au traitement en compte de report et ont été comptabilisés comme un actif réglementaire.

Avant 2011, comme l'exigeait l'organisme de réglementation, Newfoundland Power constatait les coûts des régimes d'ACR selon la comptabilité de trésorerie. En décembre 2010, l'organisme de réglementation a ordonné à Newfoundland Power d'inclure les coûts des régimes d'ACR dans l'établissement des tarifs imposés à la clientèle selon la méthode de la comptabilité d'exercice à compter du 1^{er} janvier 2011. L'actif réglementaire des régimes d'ACR de 53 millions \$ qui en est résulté est amorti et recouvré à même les tarifs imposés aux clients, en montants égaux, sur une période de 15 ans, laquelle a commencé en 2011, comme l'exige l'organisme de réglementation.

Au 31 décembre 2012, les actifs réglementaires de FortisBC Electric et de FortisOntario associés aux avantages sociaux futurs totalisant respectivement 74 millions \$ et 20 millions \$ (respectivement 68 millions \$ et 14 millions \$ au 31 décembre 2011) n'étaient pas assujettis à un rendement réglementaire.

iii) Charges locatives reportées – FortisBC Electric

L'amortissement de l'actif en vertu du contrat d'achat d'électricité Brilliant (le « contrat BPPA ») de FortisBC Electric et les intérêts débiteurs associés à l'obligation de location-acquisition liée au contrat BPPA ne sont pas totalement recouverts par FortisBC Electric dans les tarifs courants imposés à la clientèle puisque ces tarifs ne comprennent que les paiements au comptant de loyer établis aux termes du contrat BPPA. Le solde de l'actif réglementaire au 31 décembre 2012 comprend 63 millions \$ (56 millions \$ au 31 décembre 2011) de charges locatives reportées au titre du contrat BPPA qui devraient être recouvertes auprès de la clientèle dans les tarifs futurs sur la durée du contrat BPPA, qui prend fin en 2056.

FortisBC Electric reporte également les charges locatives associées au poste de transformation Brilliant (« PTB »). 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 au comptant de loyer établis aux termes du bail du PTB. Le solde de l'actif réglementaire au 31 décembre 2012 comprend 6 millions \$ (6 millions \$ au 31 décembre 2011) de charges locatives reportées au titre du PTB qui devraient être recouvertes auprès de la clientèle dans les tarifs futurs sur la durée du bail du PTB, qui prend fin en 2041.

Au cours de 2012, sur les 29 millions \$ (29 millions \$ en 2011) d'intérêts débiteurs se rapportant aux obligations de location-acquisition liées au contrat BPPA et au bail du PTB et les 6 millions \$ (6 millions \$ en 2011) de dotation aux amortissements liés aux actifs de location-acquisition liés au contrat BPPA et au bail du PTB, un total de 25 millions \$ (24 millions \$ en 2011) a été comptabilisé dans les coûts de l'approvisionnement énergétique et un total de 3 millions \$ (3 millions \$ en 2011) a été comptabilisé dans les charges d'exploitation, avec l'approbation de l'organisme de réglementation, et le solde de 7 millions \$ (8 millions \$ en 2011) a été reporté en tant qu'actif réglementaire (note 16).

FortisBC Electric reporte également les charges liées à la location de l'immeuble de bureaux de Trail. La dotation aux amortissements et les intérêts débiteurs imputés liés à l'immeuble de bureaux de Trail ne sont pas totalement recouverts par FortisBC Electric dans les tarifs courants imposés à la clientèle puisque ces tarifs ne comprennent que les paiements au comptant de loyer établis aux termes du contrat de location. Le solde de l'actif réglementaire au 31 décembre 2012 comprend 8 millions \$ (8 millions \$ au 31 décembre 2011) de charges locatives reportées qui devraient être recouvertes auprès de la clientèle dans les tarifs futurs sur la durée du bail de l'immeuble de bureaux de Trail, qui prend fin en 2023. En vertu du contrat de location, FortisBC Electric a des options de rachat vers la 20^e année et la 28^e année du bail.

Au cours de 2012, des intérêts débiteurs d'environ 1 million \$ (1 million \$ en 2011) se rapportant à l'obligation financière associée au contrat de location de l'immeuble de bureaux de Trail ont été comptabilisés dans les charges d'exploitation, comme l'a approuvé l'organisme de réglementation (note 16).

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

iv) Comptes de stabilisation tarifaire – entreprises de services publics d'électricité

Les comptes de stabilisation tarifaire relatifs aux entreprises de services publics d'électricité à tarifs réglementés de la Société (Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Caribbean Utilities, Fortis Turks and Caicos et, à compter de 2012, FortisBC Electric) 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, le PUB a ordonné à Newfoundland Power de créer un compte de normalisation des effets climatiques afin de compenser l'effet des variations climatiques par rapport aux moyennes à long terme. 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 recouvrement 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 2012, 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 7 millions \$ au 31 décembre 2011). 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 a été amorti, en montants égaux, sur la période de 2008 à 2012. La période de règlement du solde résiduel du compte de normalisation des effets climatiques reste à déterminer puisqu'elle dépend des conditions climatiques futures.

À compter de 2012, comme l'a approuvé l'organisme de réglementation aux termes de sa décision à l'égard des besoins en revenus pour 2012–2013 de FortisBC Electric, les écarts entre la valeur réelle des produits tirés de l'électricité et des coûts de l'électricité achetée et celle prévue aux fins d'établissement des tarifs facturés à la clientèle font l'objet d'un plein traitement en compte de report. Au 31 décembre 2012, ces écarts étaient en position débitrice d'un montant total de 5 millions \$ et devraient être approuvés pour règlement en 2014 à titre de réduction des besoins en revenus pour 2014. Le compte de stabilisation tarifaire de FortisBC Electric comprend également un passif de 2 millions \$ lié à l'écart entre l'augmentation approuvée définitive et l'augmentation provisoire des tarifs facturés aux clients en 2012, lequel a été approuvé pour règlement en 2013 à titre de réduction des besoins en revenus pour 2013.

Au 31 décembre 2012, un solde de 4 millions \$ de coûts d'énergie d'avant l'exercice 2004 reportés à titre d'actif réglementaire restait à amortir dans le compte du mécanisme d'ajustement du coût de l'énergie (« MACE ») de Maritime Electric. Comme approuvé par l'IRAC, ce solde doit être amorti et recouvert auprès de la clientèle à raison de 2 millions \$ par an sur une période de recouvrement résiduelle de deux ans. Après 2003, le report annuel des coûts de l'énergie au compte du MACE a commencé à être recouvert auprès de la clientèle ou remboursé à la clientèle, comme le permet l'IRAC, sur une période continue de douze mois. Au 31 décembre 2012, le report réglementaire du MACE d'après 2003 de Maritime Electric représentait un passif totalisant 28 millions \$. En vertu de l'entente qui est entrée en vigueur le 1^{er} mars 2011, une tranche de 26 millions \$ au 31 décembre 2012 du passif réglementaire lié au MACE d'après 2003 devrait être remboursée à la clientèle en 2013. Le montant résiduel de 2 millions \$ au 31 décembre 2012 du passif réglementaire lié au MACE d'après 2003 devrait être remboursé à la clientèle en 2014.

Au 31 décembre 2012, 6 millions \$ et 24 millions \$ (5 millions \$ et 25 millions \$ au 31 décembre 2011) du solde à recevoir des comptes de stabilisation tarifaire de respectivement FortisOntario et Caribbean Utilities n'étaient pas assujettis à un rendement réglementaire.

v) Coûts de gestion de l'énergie reportés

Les sociétés FortisBC Energy, FortisBC Electric, Newfoundland Power et Maritime Electric fournissent des services de gestion de l'énergie afin de promouvoir auprès de leur clientèle des programmes d'efficacité énergétique. Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, ces entreprises de services publics ont capitalisé les dépenses connexes et les amortissent selon la méthode linéaire sur des périodes allant de quatre à dix ans. L'actif réglementaire qui en découle représente le solde non amorti des coûts de gestion de l'énergie.

vi) 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. 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.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

7. Actifs et passifs réglementaires (suite)

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

vi) *Comptes de stabilisation tarifaire – sociétés FortisBC Energy (suite)*

Le montant du MRSP et du CRCAM devrait être remboursé à même les tarifs imposés à la clientèle sur une période de trois ans. Le remboursement du solde du MRSP est fonction des tarifs approuvés annuellement et des volumes de consommation de gaz réels. Les montants du CRCM et du CVCG devraient être recouverts ou remboursés en totalité au cours du prochain exercice.

À partir de 2010, le compte de report pour les produits excédentaires (« CRPE ») a été approuvé par l'organisme de réglementation pour FEVI afin qu'elle puisse saisir les écarts entre les produits recouverts auprès de la clientèle et le coût du service réel, compte non tenu des écarts par rapport aux prévisions liées aux charges d'exploitation et de maintenance. Le remboursement du CRPE à la clientèle devrait s'amorcer en 2014.

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

(en millions)	2012	2011
<i>Actifs réglementaires à court terme</i>		(note 37)
CRCM	16 \$	73 \$
CVCG	32	39
Total des actifs réglementaires	48 \$	112 \$
<i>Passifs réglementaires à court terme</i>		
CRCAM	9 \$	6 \$
MRSP	9	8
	18 \$	14 \$
<i>Passifs réglementaires à long terme</i>		
CRCAM	9 \$	– \$
MRSP	16	16
CRPE	74	64
	99 \$	80 \$
Total des passifs réglementaires	117 \$	94 \$

vii) *Report des coûts de l'énergie de remplacement pour Point Lepreau*

Une remise en état majeure de Point Lepreau s'est déroulée de 2008 à l'automne 2012. Maritime Electric avait obtenu l'approbation réglementaire pour le report du coût différentiel de l'énergie de remplacement de Point Lepreau de 2008 au 28 février 2011 qui s'est élevé à 47 millions de dollars. En vertu de l'entente et de l'*Accord Continuation Act*, le gouvernement de l'Î.-P.-É. a assumé, à compter du 1^{er} mars 2011, la responsabilité du coût différentiel de l'énergie de remplacement et des coûts mensuels d'exploitation et de maintenance liés à Point Lepreau au cours de la période restante de la remise en état.

Il est prévu que l'actif réglementaire de 47 millions \$ sera pris en charge en 2013 par le gouvernement de l'Î.-P.-É.

viii) *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 recouverts dans les tarifs futurs imposés à la clientèle sur la durée de vie des immobilisations de services publics connexes.

ix) *Pertes nettes à la cession d'immobilisations et d'actifs incorporels de services publics reportés*

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, comme l'organisme de réglementation le permet, les gains et les pertes à la mise hors service ou à la cession d'immobilisations ou d'actifs incorporels de services publics des sociétés FortisBC Energy sont comptabilisés dans un compte de report réglementaire pour être recouverts auprès de la clientèle dans les tarifs futurs. Aux termes de sa décision à l'égard des besoins en revenus pour 2012–2013, l'organisme de réglementation a approuvé le recouvrement dans les tarifs imposés à la clientèle de l'actif de réglementation qui en est résulté sur une période de 20 ans commencée en 2012.

x) *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 comprend le cumul de tous les coûts différentiels liés à la mise en œuvre du projet d'amélioration du service à la clientèle de FEI, lequel était pratiquement terminé en janvier 2012. Aux termes de sa décision à l'égard des besoins en revenus pour 2012–2013, l'organisme de réglementation a également approuvé le traitement par report des écarts par rapport aux prévisions de certains coûts liés aux services clients. L'actif réglementaire est approuvé pour recouvrement à même les tarifs imposés à la clientèle sur une période de huit ans commencée en 2012 des coûts reportés en 2011, et le recouvrement commencera en 2013 pour les coûts reportés en 2012.

- xi) Impôts sur les bénéfiques recouvrables au titre des régimes d'ACR*
L'organisme de réglementation des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric permet à celles-ci de recouvrer les coûts relatifs aux régimes d'ACR à l'aide des tarifs imposés à la clientèle selon la comptabilité d'exercice, plutôt que selon la comptabilité de caisse, ce qui crée des écarts temporaires aux fins fiscales. Comme l'organisme de réglementation le permet, l'incidence fiscale de ces écarts temporaires est reportée comme un actif réglementaire distinct et diminuera à mesure que les versements au comptant au titre des régimes d'ACR dépasseront les charges comptabilisées et les montants recouverts dans les tarifs facturés à la clientèle.
- xii) Report des coûts des projets liés aux énergies renouvelables*
Le 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'énergies renouvelables. La période de recouvrement de l'actif réglementaire doit être fixée par l'organisme de réglementation à une date ultérieure et l'actif réglementaire devrait être recouvert auprès de la clientèle actuelle et future des services d'énergies renouvelables.
- xiii) 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. Comme approuvé par l'organisme de réglementation, l'apport reporté est recouvert auprès de la clientèle de FEWI sur une période de 50 ans commencée en 2010.
- xiv) 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 aux sociétés FortisBC Energy dont le recouvrement dans les tarifs futurs imposés à la clientèle dépend d'une approbation réglementaire. La majeure partie du solde se rapporte au dépassement des coûts 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 reporter ces coûts additionnels et de les recouvrer à même les tarifs imposés à la clientèle sur une période de 20 ans qui a commencé en 2012.
- 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.
- xvi) 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 que les coûts de transport engagés et transférés aux clients, qui sont assujettis au report et qui doivent être recouverts dans les tarifs futurs imposés à la clientèle. Si les produits recouverts 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 2012, le passif réglementaire représentait principalement un recouvrement excédentaire des coûts. Le règlement du passif réglementaire sera déterminé par l'organisme de réglementation au cours d'une période future.
- xvii) Autres actifs réglementaires*
Les autres actifs réglementaires se rapportent 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 2012, une tranche de 42 millions \$ (42 millions \$ au 31 décembre 2011) du solde était approuvée pour recouvrement auprès de la clientèle à même les tarifs futurs, et le montant résiduel devrait également être approuvé. Au 31 décembre 2012, une tranche de 21 millions \$ du solde (11 millions \$ au 31 décembre 2011) n'était pas assujettie à un rendement réglementaire.
- xviii) Provision pour coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations*
Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, les taux d'amortissement de FortisAlberta, de Newfoundland Power, de Maritime Electric et, à compter du 1^{er} janvier 2012, des sociétés FortisBC Energy comprennent un montant autorisé aux fins réglementaires pour être comptabilisé dans les coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Les coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés. Ce passif réglementaire représente les montants recouverts à même les tarifs d'électricité imposés à la clientèle des entreprises de services publics respectives en excédent des coûts d'enlèvement engagés sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.
- xix) 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. Les intérêts reportés sont remboursés à même les tarifs imposés à la clientèle sur une période continue de trois ans. Les sociétés FortisBC Energy ont également des mécanismes de report des intérêts sur les comptes de stabilisation tarifaire et les stocks de gaz, lesquels accumulent l'écart entre le solde moyen réel et le solde moyen prévu des comptes de stabilisation tarifaire et des stocks de gaz, multiplié par le taux d'intérêt composé. Les intérêts reportés sur les comptes de stabilisation tarifaire d'environ 4 millions \$ sont actuellement remboursés à la clientèle sur la même période que le remboursement sur les comptes de stabilisation tarifaire sous-jacents, et les intérêts reportés de moins de 1 million \$ sur les stocks de gaz sont actuellement remboursés à la clientèle sur une période continue de trois ans.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

7. Actifs et passifs réglementaires (suite)

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

xx) *Report des écarts d'impôts sur les bénéfiques*

Le compte de report des écarts d'impôts sur les bénéfiques des sociétés FortisBC Energy cumule les écarts relatifs à la charge d'impôts sur les bénéfiques attribuables aux modifications apportées aux lois fiscales, aux nouvelles cotisations à la suite d'une vérification, aux conventions comptables ainsi qu'aux taux d'imposition dont le remboursement aux clients dans les tarifs futurs sur une période de un an a été approuvé par l'organisme de réglementation.

Comme l'a ordonné l'organisme de réglementation, Maritime Electric a reporté l'avantage d'impôt potentiel estimé associé aux modifications apportées à ses déclarations de revenus pour les années 2007 à 2010. Les montants en question doivent être reportés jusqu'à l'obtention de la confirmation des modifications par l'Agence de revenu du Canada (« ARC ») et la réception des remboursements par la société.

xxi) *Report des écarts des lectures de compteurs et du service à la clientèle*

Pour les sociétés FortisBC Energy, les écarts entre les dépenses qui ont été approuvées pour recouvrement à même les tarifs imposés à la clientèle et les dépenses réelles qui ont été engagées pour les services de lecture de compteurs et certaines charges d'exploitation continues des activités réalisées en interne relativement au projet d'amélioration des services clients font l'objet d'un traitement en compte de report approuvé par l'organisme de réglementation. Le règlement du passif réglementaire sera déterminé par l'organisme de réglementation au cours d'une période future.

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

Le passif réglementaire susmentionné des sociétés FortisBC Energy représente l'écart entre les produits réels reçus de tierces parties en contrepartie de l'utilisation du pipeline Southern Crossing et les produits qui avaient été approuvés par l'organisme de réglementation dans les besoins en revenus. Les produits constatés d'avance sont amortis sur une période continue de trois ans.

xxiii) *Passif d'incitatifs selon la TAR*

Les cadres réglementaires de FortisBC Electric comportaient un mécanisme de TAR autorisant le recouvrement auprès des clients ou le remboursement à ces derniers d'une partie de certaines augmentations ou diminutions des coûts par rapport aux coûts prévus ayant servi à l'établissement des tarifs. Une tranche du passif d'incitatifs réglementaires selon la TAR de FortisBC Electric a été remboursée à la clientèle en 2011 et 2012, le règlement du solde résiduel de 1 million \$ devant être approuvé en 2014.

xxiv) *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 \$. Au 31 décembre 2012, la Société a obtenu l'autorisation soit de rembourser à la clientèle une tranche de 14 millions \$ (12 millions \$ au 31 décembre 2011) du solde ou de diminuer les tarifs futurs imposés à la clientèle, et elle devrait obtenir une autorisation pour le montant résiduel. Au 31 décembre 2012, une tranche de 3 millions \$ du solde (4 millions \$ au 31 décembre 2011) n'était pas assujettie à un rendement réglementaire.

8. Vente d'immobilisations de services publics

En 2010, Bell Aliant Regional Communications 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 un produit d'environ 46 millions \$ de Bell Aliant. En janvier 2012, la transaction avec Bell Aliant a été conclue et Newfoundland Power a versé un ajustement du prix d'achat d'environ 1 million \$ à Bell Aliant. L'ajustement du prix d'achat reposait sur les résultats du dénombrement des poteaux effectué au quatrième trimestre de 2011. L'ajustement a été porté en augmentation des immobilisations de services publics en 2012.

9. Autres actifs

(en millions)	2012	2011
Autre actif – Belize Electricity (notes 33 et 35)	104 \$	106 \$
Frais financiers reportés	42	43
Impôts à long terme à recevoir	13	–
Frais d'émission des reçus de souscription (note 18)	13	–
Débiteurs à long terme (échéant en 2040)	9	9
Placement en capitaux propres dans CWLP	3	10
Divers	16	16
	200 \$	184 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 exproprié de la Société dans Belize Electricity est comptabilisée comme autre actif 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. Depuis le 20 juin 2011, l'actif de la Société associé à son investissement exproprié dans Belize Electricity n'est pas admissible à la comptabilité de couverture et, par conséquent, une perte de change d'environ 2 millions \$ a été comptabilisée en résultat en 2012 (gain de change de 4,5 millions \$ en 2011) (note 24).

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 la filiale étrangère 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 Belize Electricity, ont été sortis du cumul des autres éléments du résultat étendu et reclassés comme autre actif à long terme et sont inclus dans le solde de 104 millions \$ au 31 décembre 2012 (106 millions \$ au 31 décembre 2011) (note 21).

En raison des conclusions d'un examen externe des immobilisations terminé en 2011, Maritime Electric a déposé des modifications à ses déclarations de revenus en 2012 pour les années 2007 à 2010, qui se sont traduites par la comptabilisation d'un montant de 13 millions \$ d'impôts à long terme à recevoir.

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

10. Immobilisations de services publics

2012			Apports sous forme d'aide à la construction (montant net)	Valeur comptable nette
(en millions)	Coût	Amortissement cumulé		
Distribution				
Gaz	2 845 \$	(746)\$	(180)\$	1 919 \$
Électricité	5 520	(1 694)	(593)	3 233
Transport				
Gaz	1 649	(445)	(121)	1 083
Électricité	1 109	(300)	(3)	806
Production	1 360	(367)	–	993
Divers	1 234	(450)	(1)	783
Actifs en construction	692	–	–	692
Terrains	114	–	–	114
	14 523 \$	(4 002)\$	(898)\$	9 623 \$
2011			Apports sous forme d'aide à la construction (montant net)	Valeur comptable nette
(en millions)	Coût	Amortissement cumulé		
Distribution		(note 37)		
Gaz	2 754 \$	(684)\$	(179)\$	1 891 \$
Électricité	5 128	(1 618)	(555)	2 955
Transport				
Gaz	1 615	(416)	(118)	1 081
Électricité	1 072	(276)	(17)	779
Production	1 339	(339)	–	1 000
Divers	1 100	(407)	–	693
Actifs en construction	509	–	–	509
Terrains	110	–	–	110
	13 627 \$	(3 740)\$	(869)\$	9 018 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

10. Immobilisations de services publics (suite)

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 conduites de distribution pour canalisations principales et branchements de service, les compteurs et le matériel divers connexe. Les actifs de distribution d'électricité sont ceux qui sont utilisés pour la distribution d'électricité à de basses tensions (habituellement de moins de 69 kV). Ces actifs comprennent les poteaux, les tours et les montages, les câbles à basse tension, les transformateurs, les conducteurs aériens et souterrains, l'éclairage des voies publiques, les compteurs, les appareils de mesurage et le matériel divers connexe.

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

Les actifs de production sont ceux utilisés pour la production d'électricité. Ces actifs comprennent les centrales hydroélectriques et thermiques, les turbines à gaz et à combustion, les barrages, les réservoirs et le matériel divers 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 2012, les actifs en construction liés à des projets à grande échelle comprenaient l'Expansion Waneta et les projets d'investissements de FortisAlberta dans le transport de l'AESO.

Le coût des immobilisations de services publics faisant l'objet de contrats de location-acquisition au 31 décembre 2012 s'établissait à 313 millions \$ (312 millions \$ au 31 décembre 2011), et l'amortissement cumulé connexe était de 67 millions \$ (61 millions \$ au 31 décembre 2011).

11. Biens productifs

2012

(en millions)

	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Bâtiments	543 \$	(85)\$	458 \$
Matériel	114	(52)	62
Incitatifs à la location	31	(23)	8
Terrains	72	–	72
Actifs en construction	26	–	26
	786 \$	(160)\$	626 \$

2011

(en millions)

	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Bâtiments	525 \$	(76)\$	449 \$
Matériel	100	(43)	57
Incitatifs à la location	29	(21)	8
Terrains	70	–	70
Actifs en construction	10	–	10
	734 \$	(140)\$	594 \$

12. Actifs incorporels

2012

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Logiciels	320 \$	(155)\$	165 \$
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	141	(21)	120
Redevances de franchise, contrats des clients et autres actifs	15	(12)	3
Actifs en construction	37	-	37
	513 \$	(188)\$	325 \$

2011

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Logiciels	295 \$	(125)\$	170 \$
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	134	(17)	117
Redevances de franchise, contrats des clients et autres actifs	15	(12)	3
Actifs en construction	35	-	35
	479 \$	(154)\$	325 \$

Le coût des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau au 31 décembre 2012 comprenait un montant de 66 millions \$ (64 millions \$ au 31 décembre 2011) non amortissable.

Au 1^{er} octobre 2012, une évaluation interne des facteurs quantitatifs et qualitatifs de l'unité d'exploitation FortisBC Electric a été effectuée. Elle établissait que la probabilité que la juste valeur des actifs incorporels de FortisBC Electric, dont la durée de vie est indéfinie, soit supérieure à leur valeur comptable était au moins de 50 %, et que, par conséquent, les actifs n'avaient pas subi de dépréciation.

Au 1^{er} octobre 2012, la juste valeur des unités d'exploitation FEI et FEVI a été évaluée par un conseiller externe indépendant. Par suite de cette évaluation, la direction a conclu que les actifs incorporels, dont la durée de vie est indéfinie, de ces unités d'exploitation n'avaient pas subi de dépréciation.

La dotation aux amortissements liée aux actifs incorporels a été de 44 millions \$ pour 2012 et de 38 millions \$ pour 2011. L'amortissement devrait s'établir en moyenne à 45 millions \$ pour chacun des cinq prochains exercices.

Au 31 décembre 2012, les actifs en construction étaient principalement liés à l'Expansion Waneta.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

13. Écart d'acquisition

(en millions)	2012	2011
Solde au début de l'exercice	1 565 \$	1 561 \$
Acquisition des actifs de distribution de Port Colborne (note 28)	4	–
Acquisition de TCU (note 28)	1	–
Écart de conversion	(2)	4
Solde à la fin de l'exercice	1 568 \$	1 565 \$

L'écart d'acquisition associé à l'acquisition de Caribbean Utilities et des services publics 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.

Au 1^{er} octobre 2012, une évaluation interne des facteurs quantitatifs et qualitatifs de l'écart d'acquisition affecté aux unités d'exploitation FortisAlberta, FortisBC Electric, Maritime Electric et Cornwall Electric a été effectuée. Cette évaluation a permis d'établir que la probabilité que la juste valeur des unités d'exploitation soit supérieure à leur valeur comptable était au moins de 50 %, et que, par conséquent, l'écart d'acquisition n'avait pas subi de dépréciation.

Au 1^{er} octobre 2012, la juste valeur des unités d'exploitation FEI, FEVI, Caribbean Utilities, Fortis Turks and Caicos et FortisOntario (comprend Énergie Niagara et Algoma Power), auxquelles un écart d'acquisition a été affecté, a été évaluée par un consultant externe indépendant. Cette évaluation a permis d'établir que la juste valeur était supérieure à la valeur comptable de ces unités d'exploitation, et que, par conséquent, l'écart d'acquisition n'avait pas subi de dépréciation.

14. Crédoiteurs et autres passifs à court terme

(en millions)	2012	2011
Crédoiteurs – fournisseurs	498 \$	457 \$
Coûts du gaz et du combustible à payer	111	110
Intérêts à payer	85	80
Rémunération et avantages sociaux à payer	81	79
Dividendes à verser	64	60
Dérivés liés aux options d'achat de gaz naturel et de combustible (notes 31 et 32)	60	136
Impôts à payer	24	12
Passifs des régimes d'ACR (note 27)	5	4
Autres	38	39
	966 \$	977 \$

Le passif d'impôts à payer au 31 décembre 2012 correspondait à la différence entre les taux en vigueur et les taux pratiquement en vigueur appliqués pour le calcul des déductions fiscales de la partie VI.1 associées aux dividendes sur actions privilégiées de la Société. La Société produit ses déclarations de revenus annuelles selon les taux d'imposition pratiquement en vigueur aux fins d'établir la déduction fiscale en vertu de la partie VI.1, comme l'autorise l'ARC. Cependant, selon les PCGR des États-Unis, la déduction fiscale aux fins comptables doit être établie selon les taux d'imposition en vigueur. Le passif d'impôts devrait se résorber par le bénéfice de la Société lorsque le projet de loi fédéral canadien sera adopté et que les modifications proposées des taux d'impôt sur les bénéfices des sociétés entreront en vigueur ou au moment où les années d'imposition de la Société sont frappées de prescription. Le projet de loi devrait être adopté en 2013. En 2012, un ajustement favorable de 2,5 millions \$ au titre des impôts à payer a été comptabilisé dans le bénéfice associé à l'impôt de la partie VI.1 frappé de prescription (1 million \$ en 2011).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, le passif d'impôts de la partie VI.1 a été classé dans les autres passifs à long terme (note 17).

15. Dette à long terme

(en millions)	Date d'échéance	2012	2011
Services publics réglementés			(note 37)
<i>Sociétés FortisBC Energy</i>			
Hypothèques en garantie du prix d'achat garanties – taux fixe moyen pondéré de 10,71 % (10,71 % en 2011)	2015 – 2016	275 \$	275 \$
Débiteures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,95 % (5,95 % en 2011)	2029 – 2041	1 620	1 620
Prêt gouvernemental (note 34)	2013	4	20
<i>FortisAlberta</i>			
Débiteures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,36 % (5,51 % en 2011)	2014 – 2052	1 309	1 184
<i>FortisBC Electric</i>			
Débiteures garanties – taux fixe moyen pondéré de 8,80 % (9,12 % en 2011)	2023	25	40
Débiteures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,84 % (5,84 % en 2011)	2014 – 2050	600	600
<i>Newfoundland Power</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement – taux fixe moyen pondéré de 7,66 % (7,66 % en 2011)	2014 – 2039	453	459
<i>Maritime Electric</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties – taux fixe moyen pondéré de 7,18 % (7,18 % en 2011)	2016 – 2061	167	167
<i>FortisOntario</i>			
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 6,11 % (6,11 % en 2011)	2018 – 2041	104	104
<i>Caribbean Utilities</i>			
Billets de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 6,01 % (6,03 % en 2011)	2013 – 2031	187	207
<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 5,05 % (4,85 % en 2011)	2014 – 2016	5	6
Prêt de la First Caribbean International Bank en dollars américains – taux fixe de 5,65 %	2015	1	2
Prêt de la First Caribbean International Bank en dollars américains – taux variable de 5,00 %	2022	4	–
Activités non réglementées – Fortis Generation			
<i>Garanti :</i>			
Prêt hypothécaire – taux fixe de 9,44 %	2013	1	2
Activités non réglementées – Fortis Properties			
<i>Garantis :</i>			
Prêts hypothécaires de premier rang – taux fixe moyen pondéré de 7,11 % (7,21 % en 2011)	2013 – 2017	111	131
Billets de premier rang – taux fixe de 7,32 %	2019	11	12
Siège social – Fortis et FHI			
<i>Non garantis :</i>			
Débiteures – taux fixe moyen pondéré de 6,14 % (6,14 % en 2011)	2014 – 2039	326	326
Billets de premier rang en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 5,49 % (5,49 % en 2011)	2014 – 2040	547	559
Classement à long terme des emprunts sur les facilités de crédit (note 33)		150	74
Total de la dette à long terme (note 32)		5 900	5 788
Moins : remboursements pour la période sur la dette à long terme		(117)	(103)
		5 783 \$	5 685 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

15. Dette à long terme (suite)

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 les actifs précis de la société qui assume la dette à long terme.

Clauses restrictives

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 2012, 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 entraîné un cas de défaut en vertu des modalités du prêt. Le prêt à terme est sans recours contre Fortis ou Abitibi et s'élevait à environ 54 millions \$ au 31 décembre 2012 (56 millions \$ au 31 décembre 2011). 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 35 pour en savoir davantage sur la société Exploits.

Entreprises de services publics réglementés

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.

En octobre 2012, FortisAlberta a mobilisé 125 millions \$ au moyen d'une émission de débentures non garanties à 3,98 %, 40 ans, qui servira en grande partie à soutenir son programme d'investissement.

En octobre 2012, les débentures garanties de série F de 15 millions \$ de FortisBC Electric ont été remboursées.

Siège social – Fortis et FHI

La majorité des débentures non garanties et tous les billets de premier rang en dollars américains sont rachetables au gré de Fortis à un prix calculé comme 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.

Remboursement de la dette à long terme

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)
2013	117 \$	– \$	117 \$
2014	541	149	690
2015	134	53	187
2016	291	–	291
2017	81	–	81
Par la suite	3 936	598	4 534

16. Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières

Obligations liées aux contrats de location-acquisition

FortisBC Electric a une obligation liée à un contrat de location-acquisition relativement à l'exploitation de la centrale Brilliant située près de Castlegar, en Colombie-Britannique. FortisBC Electric voit à l'exploitation et à la maintenance de la centrale Brilliant en vertu du contrat BPPA qui vient à échéance en 2056, en échange de frais de gestion. En contrepartie de l'achat ferme de quantités précises d'électricité, le contrat BPPA exige des versements semestriels fondés sur un rendement du capital comprenant les charges en capital initiales de la centrale et les charges en capital d'amélioration périodiques, toutes ces charges étant assujetties à des indexations annuelles fixes, ainsi que les charges en capital de maintien et les charges d'exploitation. Le BPPA prévoit un ajustement au prix du marché en 2026. En raison des indexations annuelles fixes, les intérêts débiteurs sur l'obligation liée au contrat de location-acquisition dépassent actuellement les paiements requis. L'obligation liée au contrat de location-acquisition continuera d'augmenter jusqu'en 2024, puis diminuera par la suite pendant le reste du terme jusqu'à ce que les paiements requis dépassent les intérêts débiteurs sur l'obligation liée au contrat de location-acquisition. Environ 94 % de la production de la centrale Brilliant est achetée par FortisBC Electric en vertu du contrat BPPA.

L'obligation au titre du contrat de location-acquisition BPPA porte intérêt à un taux mixte de 4,99 %. Un montant de 25 millions \$ (24 millions \$ en 2011) était inclus dans les coûts de l'approvisionnement énergétique pour 2012 et comptabilisé conformément au contrat BPPA, comme l'a approuvé la BCUC (note 7 *iii*)).

FortisBC Electric a également une obligation liée à un contrat de location-acquisition relativement à l'exploitation du PTB en vertu d'une entente qui expirera en 2056. L'entente prévoit que FortisBC Electric paiera une charge liée au recouvrement du coût en capital du PTB et des frais d'exploitation connexes. L'obligation porte intérêt à un taux mixte de 8,62 %. Un montant de 3 millions \$ (3 millions \$ en 2011) était inclus dans les charges d'exploitation pour 2012 et comptabilisé conformément à l'entente relative au PTB, comme l'a approuvé la BCUC (note 7 *iii*)).

Les autres obligations liées à des contrats de location-acquisition sont détenues par les sociétés FortisBC Energy et sont associées à divers contrats portant sur des véhicules qui arrivent à échéance entre 2013 et 2017.

Obligations financières

Entre 2000 et 2005, 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. De la même manière, au cours de 1993, FortisBC Electric a conclu une entente selon laquelle l'immeuble de bureaux de Trail a été vendu et reloué. Les actifs de distribution de gaz naturel susmentionnés et l'immeuble de bureaux de Trail sont considérés comme faisant partie intégrante des actifs immobiliers, les opérations ayant été comptabilisées à titre d'opérations de financement, et le produit ayant été constaté à titre d'obligations financières au bilan consolidé. Les paiements de loyer, déduction faite de la partie représentant les intérêts débiteurs, réduisent les obligations financières.

L'obligation financière de FortisBC Electric relativement à l'immeuble de bureaux de Trail vient à échéance en 2023 et porte intérêt à un taux de 8,85 % jusqu'à l'expiration du contrat de location. Un montant de 1 million \$ (1 million \$ en 2011) était inclus dans les charges d'exploitation pour 2012 au titre du contrat de location de l'immeuble de bureaux de Trail, comme l'a approuvé la BCUC (note 7 *iii*)). En vertu de l'entente, FortisBC Electric a une option d'achat dans la 20^e année et la 28^e année du bail.

Les obligations en vertu des opérations de type Lease-in Lease-out de FEI viennent à échéance à compter de 2035 jusqu'en 2040 et portent intérêt à des taux variant entre 8,49 % et 9,52 %. Chacune de ces ententes de type Lease-in Lease-out permet de rendre aux municipalités les actifs de distribution de gaz naturel après une période de 17 ans, soit en 2017 et en 2022. Les paiements prévus requis si ces actifs sont rendus aux municipalités correspondraient aux valeurs comptables des obligations au bilan consolidé aux dates de paiement respectives.

La valeur actualisée des paiements de location minimums requis pour les obligations liées aux contrats de location-acquisition et les obligations financières au cours des cinq prochains exercices et par la suite se présente comme suit :

Exercice	Obligations liées aux contrats de location- acquisition (en millions)	Obligations financières (en millions)	Total (en millions)
2013	43 \$	5 \$	48 \$
2014	44	5	49
2015	44	5	49
2016	45	5	50
2017	46	6	52
Par la suite	2 248	97	2 345
	2 470 \$	123 \$	2 593 \$
Moins : Montants représentant les intérêts implicites et les frais accessoires sur les obligations liées aux contrats de location-acquisition et les obligations financières			(2 158)
Total des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières			435
Moins : Tranche échéant à moins de un an			(7)
			428 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

17. Autres passifs

<i>(en millions)</i>	2012	2011
Passifs des régimes d'ACR <i>(note 27)</i>	280 \$	241 \$ <i>(note 37)</i>
Passifs des régimes à prestations déterminées <i>(note 27)</i>	264	233
Billet de la société Waneta <i>(note 32)</i>	47	45
Passifs liés à des UAD et à des UAR <i>(note 23)</i>	10	8
Dépôts de clients	6	6
Impôt à payer <i>(note 14)</i>	–	20
Autres passifs	15	11
	622 \$	564 \$

Le billet de la société Waneta ne porte pas intérêt et a une valeur nominale de 72 millions \$. Au 31 décembre 2012, sa valeur actualisée nette était de 47 millions \$ (45 millions \$ au 31 décembre 2011). 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 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.

18. Actions ordinaires

Les actions ordinaires émises au cours de l'exercice sont comme suit :

	2012		2011	
	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)
Solde au début de l'exercice	188 828	3 036 \$	174 393	2 575 \$
Régime d'achat d'actions de consommateurs	44	1	43	1
Régime de réinvestissement des dividendes	1 848	60	1 888	61
Régime d'achat d'actions à l'intention du personnel	133	4	–	–
Régimes d'options sur actions	713	20	790	18
Appel public à l'épargne	–	–	10 340	331
Conversion de débentures	–	–	1 374	50
Solde à la fin de l'exercice	191 566	3 121 \$	188 828	3 036 \$

Le régime d'achat d'actions à l'intention du personnel de 2012 (le « RAAP de 2012 ») a été approuvé le 4 mai 2012 lors de l'assemblée générale annuelle des actionnaires de la Société. En vertu du RAAP de 2012, des actions ordinaires peuvent être émises à partir du capital social autorisé ou acquises sur le marché libre, ou bien les deux, au gré de la Société. La première émission d'actions à partir du capital social autorisé aux fins du RAAP de 2012 a eu lieu en septembre 2012.

Entente d'offre de reçus de souscription

En juin 2012, afin de financer une partie de l'acquisition imminente de CH Energy Group, Fortis a vendu 18,5 millions de reçus de souscription au prix de 32,50 \$ chacun dans le cadre d'un placement par voie de prise ferme auquel a souscrit un consortium de preneurs fermes, réalisant ainsi un produit brut d'environ 601 millions \$. Le produit brut provenant de la vente des reçus de souscription est détenu par un dépositaire légal en attendant que soient remplies les conditions de clôture, y compris la réception des approbations réglementaires, qui sont incluses dans l'accord et le plan de fusion en vue de faire l'acquisition de CH Energy Group (« conditions de versement »). La négociation des reçus de souscription à la Bourse de Toronto a commencé le 27 juin 2012 sous le symbole « FTS.R ».

Chaque reçu de souscription donnera le droit à son détenteur, s'il respecte les conditions de versement, à une action ordinaire de Fortis et à un paiement en espèces équivalant aux dividendes déclarés aux titulaires inscrits d'actions ordinaires de Fortis du 27 juin 2012 jusqu'à la date d'émission des actions ordinaires, et ce, sans autre exigence de paiement.

Dans le cas où les conditions de versement ne seraient pas remplies le 30 juin 2013, ou si l'accord ou le plan de fusion relatif à l'acquisition de CH Energy Group est résilié avant ce moment, les détenteurs de reçus de souscription auront le droit de recevoir du dépositaire légal un montant équivalant à la valeur totale de leur souscription, majoré de leur quote-part des intérêts gagnés sur ce montant (note 34).

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 d'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 de surallocation, dégageant un produit brut d'environ 41 millions \$, ou d'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 29,63 \$ l'action (29,11 \$ US l'action), comme l'autorisait le contrat d'emprunt.

19. 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 2012, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation était de 190,0 millions et en 2011, de 181,6 millions.

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

Le RPA s'établissait comme suit :

	2012			2011		
	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	315 \$	190,0	1,66 \$	311 \$	181,6	1,71 \$
Incidence des titres potentiellement dilutifs :						
Options sur actions	–	0,8		–	1,0	
Actions privilégiées (note 20)	17	10,3		17	10,1	
Débetures convertibles	–	–		2	1,2	
	332	201,1		330	193,9	
Moins effets antidilutifs :						
actions privilégiées	(7)	(3,9)		(7)	(3,9)	
RPA dilué	325 \$	197,2	1,65 \$	323 \$	190,0	1,70 \$

20. Actions privilégiées

Autorisé

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

Émises et en circulation		2012		2011	
Actions privilégiées de premier rang	Dividende annuel par action	Nombre d'actions	Montant (en millions)	Nombre d'actions	Montant (en millions)
Série C ¹⁾	1,3625 \$	5 000 000	123 \$	5 000 000	123 \$
Série E ¹⁾	1,2250 \$	7 993 500	197	7 993 500	197
Série F ¹⁾	1,2250 \$	5 000 000	122	5 000 000	122
Série G ²⁾	1,3125 \$	9 200 000	225	9 200 000	225
Série H ²⁾	1,0625 \$	10 000 000	245	10 000 000	245
Série J ¹⁾	1,1875 \$	8 000 000	196	–	–
		45 193 500	1 108 \$	37 193 500	912 \$

¹⁾ Actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif

²⁾ Actions privilégiées de premier rang à taux d'intérêt fixe rétabli sur cinq ans rachetables à dividende cumulatif

En novembre 2012, la Société a émis 8 millions d'actions privilégiées de premier rang de série J au prix de 25,00 \$ l'action, pour un produit net après impôts d'environ 196 millions \$.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série C, de série E, de série F et de série J ont droit à des dividendes en espèces fixes et cumulatifs au moment et de la manière indiqués par le conseil d'administration de la Société, payables en versements trimestriels égaux le premier jour de chaque trimestre.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

20. Actions privilégiées (suite)

À compter du 1^{er} septembre 2013 et du 1^{er} septembre 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 du 1^{er} juin 2010 et du 1^{er} juin 2013, la Société peut choisir de convertir en totalité, 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 en espèces fixes et cumulatifs respectivement de 1,3125 \$ et 1,0625 \$ l'action pour chaque année au moment et de la manière indiqués par le conseil d'administration de la Société respectivement jusqu'au 1^{er} septembre 2013 exclusivement et jusqu'au 1^{er} juin 2015 exclusivement. Les dividendes sont payables en versements trimestriels égaux le premier jour de chaque trimestre. Au 1^{er} septembre 2013 et au 1^{er} juin 2015, et pour chaque période de cinq ans par la suite, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang respectivement de série G et de série H ont droit à des dividendes en espèces cumulatifs 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 respectivement 2,13 % et 1,45 %.

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 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 précis par action majorés de tous les dividendes cumulés et impayés jusqu'aux dates de rachat fixées exclusivement.

21. Cumul des autres éléments du résultat étendu

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

	2012		
	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 à l'étranger	(103)\$	(12)\$	(115)\$
Gains sur couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	33	12	45
Charge d'impôts sur les bénéfices	(4)	(2)	(6)
	(74)	(2)	(76)
Couvertures de flux de trésorerie abandonnées :			
Pertes nettes sur instruments dérivés abandonnés à titre de couvertures de flux de trésorerie	(4)	1	(3)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	1	–	1
	(3)	1	(2)
Pertes latentes au titre des avantages sociaux futurs : (note 27)			
Coûts des services passés non amortis	(1)	–	(1)
Pertes actuarielles nettes non amorties	(19)	–	(19)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	2	–	2
	(18)	–	(18)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(95)\$	(1)\$	(96)\$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

(en millions)	2011		
	Solde d'ouverture 1 ^{er} janvier	Variation nette	Solde de clôture 31 décembre
Pertes nettes de change latentes :			
(Pertes) gains de change latent(e)s sur les investissements nets dans des établissements à l'étranger	(140)\$	37 \$	(103)\$
Gains (pertes) sur couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	56	(23)	33
(Charge) recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(8)	4	(4)
	(92)	18	(74)
Couvertures de flux de trésorerie abandonnées :			
Pertes nettes sur instruments dérivés abandonnés à titre de couvertures de flux de trésorerie	(6)	2	(4)
Recouvrement (charge) d'impôts sur les bénéfices	2	(1)	1
	(4)	1	(3)
Pertes latentes au titre des avantages sociaux futurs : (note 27)			
Coûts des services passés non amortis	(1)	–	(1)
Pertes actuarielles nettes non amorties	(12)	(7)	(19)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	1	1	2
	(12)	(6)	(18)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(108)\$	13 \$	(95)\$

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, la variation nette du cumul des autres éléments du résultat étendu comprenait 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 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 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 9, 33 et 35).

22. Participations ne donnant pas le contrôle

(en millions)	2012	2011
Société Waneta	220 \$	128 \$
Caribbean Utilities	71	73
Société en commandite Mount Hayes (note 34)	12	–
Actions privilégiées de Newfoundland Power	7	7
	310 \$	208 \$

23. 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 2012, la Société offrait les régimes d'options sur actions suivants : le régime de 2012, 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 le 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 générale 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 2012 a été approuvé le 4 mai 2012 à l'assemblée générale annuelle. Le régime de 2012 remplacera éventuellement le régime de 2002 et le régime de 2006. Le régime de 2002 et le régime de 2006 cesseront d'exister lorsque la totalité des options en cours auront été exercées ou seront arrivées à échéance au plus tard respectivement en 2016 et en 2018. La Société a cessé d'attribuer des options en vertu du régime de 2002 et du régime de 2006 et toutes les nouvelles options attribuées après 2011 proviennent du régime de 2012.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

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

Options sur actions (suite)

Les options attribuées en vertu du régime de 2006 peuvent être exercées sur une période n'excédant pas sept ans à partir de la date d'attribution, 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.

Les options attribuées en vertu du régime de 2012 peuvent être exercées sur une période n'excédant pas dix ans à partir de la date d'attribution, 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 2012.

Les options suivantes ont été attribuées en 2012 et en 2011.

	2012	2011
Options attribuées (<i>n^{bre}</i>) ¹⁾	789 220	828 512
Prix d'exercice (\$) ²⁾	34,27	32,95
Juste valeur à la date d'attribution (\$)	4,21	4,57

¹⁾ Les options ont été attribuées en mai 2012 et mars 2011.

²⁾ Cours moyen pondéré en fonction des volumes des cinq jours précédant immédiatement la date d'attribution.

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 :

	2012	2011
Rendement de l'action (%) ¹⁾	3,67	3,68
Volatilité prévue (%) ²⁾	22,2	23,1
Taux d'intérêt sans risque (%) ³⁾	1,50	2,00
Durée de vie moyenne pondérée prévue (<i>en années</i>) ⁴⁾	5,3	4,5

¹⁾ Selon le rendement de l'action annuel moyen jusqu'à la date d'attribution et la durée de vie moyenne pondérée des options.

²⁾ Selon les données historiques sur une période correspondant à la durée de vie moyenne pondérée des options.

³⁾ Rendement des obligations du gouvernement du Canada en vigueur au moment de l'attribution, qui couvre la durée de vie moyenne pondérée des options.

⁴⁾ Selon les données historiques.

La Société comptabilise une charge de rémunération à l'émission des options sur actions attribuées en vertu du régime de 2002, du régime de 2006 et du régime de 2012. Selon la méthode de la juste valeur, chaque attribution est traitée séparément, et sa juste valeur est amortie par imputation à la charge de rémunération sur la période d'acquisition des droits rattachés aux options attribuées, qui est de quatre ans.

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les options sur actions pour 2012.

	Total des options		Options dont les droits n'ont pas été acquis ¹⁾	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'options	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution
Options en cours au 1 ^{er} janvier 2012	4 709 229	25,81 \$	2 136 454	4,43 \$
Attribuées	789 220	34,27 \$	789 220	4,21 \$
Exercées	(712 858)	23,81 \$	s. o.	s. o.
Acquises	s. o.	s. o.	(889 442)	4,43 \$
Annulées/échues	(42 926)	26,14 \$	(39 180)	4,41 \$
Options en cours au 31 décembre 2012	4 742 665	27,49 \$	1 997 052	4,34 \$
Options acquises au 31 décembre 2012 ²⁾	2 745 613	24,79 \$		

¹⁾ Au 31 décembre 2012, une charge de rémunération non constatée totalisant 9 millions \$ était liée aux options sur actions dont les droits n'avaient pas encore été acquis, laquelle devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée de trois ans.

²⁾ Au 31 décembre 2012, la durée résiduelle moyenne pondérée des options dont les droits ont été acquis était de trois ans et ces options avaient une valeur intrinsèque totale de 26 millions \$.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le tableau ci-dessous présente d'autres renseignements sur les options sur actions pour 2012 et 2011.

(en millions)	2012	2011
Charge liée aux options sur actions comptabilisée	4 \$	4 \$
Options sur actions exercées :		
Trésorerie encaissée au titre du prix d'exercice	17	15
Valeur intrinsèque réalisée par les employés	7	11
Juste valeur des options dont les droits ont été acquis	4	4

Régime d'UAD des administrateurs

En vertu du régime d'UAD des administrateurs, 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. En outre, les administrateurs peuvent 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.

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 équivalant à ceux déclarés par le conseil d'administration de la Société.

Nombre d'UAD	2012	2011
UAD en cours au début de l'exercice	147 629	146 951
Attribuées	21 417	27 070
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	6 280	5 429
UAD rachetées	–	(31 821)
UAD en cours à la fin de l'exercice	175 326	147 629

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, une charge de 1 million \$ (1 million \$ en 2011) a été comptabilisée en résultat relativement au régime d'UAD.

Aucune UAD n'a été rachetée en 2012. 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 2012, le passif lié aux UAD en cours était comptabilisé au cours de clôture de l'action ordinaire de la Société, qui était de 34,22 \$, soit un total de 6 millions \$ (5 millions \$ au 31 décembre 2011), et il est compris dans les autres passifs à long terme (note 17).

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 équivalant à ceux déclarés par le conseil d'administration de la Société.

Nombre d'UAR	2012	2011
UAR en cours au début de l'exercice	154 658	141 408
Attribuées	62 000	45 000
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	6 217	5 329
UAR rachetées	(44 863)	(37 079)
UAR en cours à la fin de l'exercice	178 012	154 658

En mars 2012, 44 863 UAR du président-directeur général de la Société ont été rachetées au prix de 32,40 \$ par UAR, soit un montant total d'environ 1,5 million \$. Le paiement a eu lieu à l'échéance de la période de trois ans pour l'attribution d'UAR qui avait été effectuée en mars 2009, et le président-directeur général a respecté toutes les conditions de rachat établies par le comité des ressources humaines du conseil d'administration.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

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

Régime d'UAR (suite)

En mai 2012, 62 000 UAR ont été attribuées au président-directeur général de la Société. Les UAR attribuées en mai 2012 expirent après trois ans, et le président-directeur général peut alors recevoir un paiement en espèces si l'évaluation par le comité des ressources humaines du conseil d'administration confirme que les conditions de rachat ont été respectées.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, une charge de 2 millions \$ (2 millions \$ en 2011) a été comptabilisée en résultat relativement au régime d'UAR.

Au 31 décembre 2012, le passif lié aux UAR en cours était comptabilisé au cours de clôture de l'action ordinaire de la Société, qui était de 34,22 \$, soit un total d'environ 4 millions \$ (3 millions \$ au 31 décembre 2011), et il est compris dans les autres passifs à long terme (note 17).

24. Autres revenus, montant net

(en millions)	2012	2011
Composante capitaux propres de la PFUPC (note 3)	7 \$	13 \$
Intérêts créditeurs	5	4
Autres revenus, déduction faite des charges	1	1
Charges liées à l'acquisition	(9)	–
Gain net de change	–	3
Frais de résiliation d'un accord de fusion	–	17
	4 \$	38 \$

Une perte de change d'environ 2 millions \$ a été comptabilisée en 2012 relativement à la conversion en dollars canadiens de l'autre actif à long terme libellé en dollars américains représentant la valeur comptable de l'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity (notes 9, 33 et 35). La perte de change a été compensée par des gains de change liés aux transactions en monnaie étrangère effectuées par Caribbean Utilities.

Un gain de change de 4,5 millions \$ a été comptabilisé en 2011 relativement à la conversion en dollars canadiens de l'autre actif à long terme (note 9) susmentionné, qui a été en partie annulé par une perte de change d'environ 3,5 millions \$ (3 millions \$ après impôts) sur la conversion en dollars canadiens de la dette à long terme libellée en dollars américains faisant auparavant l'objet d'une couverture par la Société. Le gain net de change en 2011 comprenait également les montants liés aux transactions en monnaie étrangère effectuées par Caribbean Utilities.

Les charges liées à l'acquisition sont associées à l'acquisition proposée de CH Energy Group (notes 1 et 34).

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.

25. Frais financiers

(en millions)	2012	2011
Intérêt – Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition	377 \$	372 \$
– Emprunts à court terme	7	10
Composante passif de la PFUPC (note 3)	(18)	(19)
	366 \$	363 \$

26. Impôts sur les bénéfices

Impôts reportés

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

<i>(en millions)</i>	2012	2011
Passif (actif) d'impôts reportés		
Immobilisations de services publics	675 \$	605 \$
Biens productifs	30	28
Actifs incorporels	47	33
Actifs réglementaires	161	137
Autres actifs et passifs (montant net)	(89)	(63)
Passifs réglementaires	(121)	(99)
Report de pertes en avant	(17)	(19)
Économies d'impôts non constatées	16	22
Gains de change latents sur la dette à long terme	8	7
Coûts d'émission d'actions et de financement de la dette	2	1
Passif d'impôts reportés, montant net	712 \$	652 \$
Actif d'impôts reportés de l'exercice	(16)\$	(24)\$
Passif d'impôts reportés de l'exercice	10	8
Actif d'impôts reportés à long terme	-	(8)
Passif d'impôts reportés à long terme	718	676
Passif d'impôts reportés, montant net	712 \$	652 \$

Économies d'impôts non constatées

Le tableau ci-après présente la variation des économies d'impôts non constatées pour 2012 et 2011.

<i>(en millions)</i>	2012	2011
Total des économies d'impôts non constatées au début de l'exercice	22 \$	22 \$
Ajouts liés à l'exercice considéré	1	1
Ajustements liés aux exercices précédents	(3)	-
Réductions liées à l'expiration des lois de prescription applicables	(4)	(1)
Total des économies d'impôts non constatées à la fin de l'exercice	16 \$	22 \$

Si le montant total des économies d'impôts non constatées au 31 décembre 2012 de 16 millions \$ (22 millions \$ au 31 décembre 2011) était éventuellement réalisé, la charge d'impôts sur les bénéfices pour 2012 aurait diminué d'environ 15 millions \$ (19 millions \$ en 2011). La Société dispose d'économies d'impôts non constatées liées à des opérations non sectorielles d'un exercice antérieur qui pourraient augmenter les bénéfices d'environ 1 million \$ en 2013 si elles étaient frappées de prescription. La Société ne s'attend pas à ce que le total des économies d'impôts non constatées varie beaucoup au cours des 12 prochains mois.

Les intérêts et les pénalités constatées dans les charges d'impôts sur les bénéfices liées au passif au titre des économies d'impôts non constatées se sont élevés à 1 million \$ pour 2012 (1 million \$ pour 2011). Les intérêts et les pénalités constatées dans les crédettes et charges à payer liés au passif au titre des économies d'impôts non constatées se sont élevés à 8 millions \$ au 31 décembre 2012 (9 millions \$ au 31 décembre 2011). L'année d'imposition 2007 et les précédentes ne sont désormais plus susceptibles de faire l'objet d'un examen au Canada, sauf en ce qui a trait aux transactions avec des sociétés liées non résidentes qui ne sont plus susceptibles de faire l'objet d'un examen au Canada pour l'année d'imposition 2004 et les précédentes.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

26. Impôts sur les bénéfices (suite)

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

<i>(en millions)</i>	2012	2011
Au Canada		
Impôts exigibles	46 \$	75 \$
Impôts reportés	78	59
Moins : ajustements réglementaires	(61)	(57)
	17	2
Total au Canada	63 \$	77 \$
À l'étranger		
Impôts exigibles	(2)\$	5 \$
Impôts reportés	-	2
Total à l'étranger	(2)\$	7 \$
Impôts sur les bénéfices	61 \$	84 \$

Les impôts sur les bénéfices 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. 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>	2012	2011
Taux d'imposition combiné fédéral et provincial canadien prévu par la loi	29,0 %	30,5 %
Taux d'imposition prévu par la loi appliqué au bénéfice avant impôts sur les bénéfices	125 \$	137 \$
Écart entre le taux d'imposition canadien prévu par la loi et les taux applicables aux filiales étrangères	(13)	(12)
Écart entre les taux d'imposition provinciaux canadiens prévus par la loi applicables aux filiales sous différents territoires canadiens	(13)	(13)
Éléments capitalisés aux fins comptables, mais passés en charges aux fins fiscales	(44)	(53)
Écart entre l'amortissement fiscal et les montants déduits aux fins comptables	1	13
Charges non déductibles	4	9
Impôt de la partie VI.1 – écart entre les taux d'imposition en vigueur et pratiquement en vigueur et l'incidence des reprises liées aux exercices frappés de prescription	4	4
Écart entre les avantages sociaux futurs et les montants comptabilisés aux fins comptables	1	(4)
Autres	(4)	3
Impôts sur les bénéfices	61 \$	84 \$
Taux d'imposition effectif	14,1 %	18,7 %

Au 31 décembre 2012, la Société avait des pertes autres qu'en capital et en capital reportées en avant d'environ 73 millions \$ (86 millions \$ au 31 décembre 2011), dont une tranche de 13 millions \$ (13 millions \$ au 31 décembre 2011) n'a pas été comptabilisée dans les états financiers consolidés. Les pertes autres qu'en capital reportées en avant viennent à échéance entre 2013 et 2032.

27. 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 aux régimes de retraite à prestations déterminées, l'obligation au titre des prestations constituées projetée et la juste valeur des actifs des régimes sont évaluées aux fins comptables en date du 31 décembre de chaque année. La plus récente évaluation actuarielle des régimes de retraite réalisée aux fins de capitalisation est en date des 31 décembre 2009 et 2010 pour les sociétés FortisBC Energy (régimes des employés non syndiqués); du 31 décembre 2010 pour les sociétés FortisBC Energy (régimes des employés syndiqués), FortisAlberta et FortisBC Electric; du 31 décembre 2011 pour la Société, Newfoundland Power et FortisOntario; du 1^{er} juillet 2012 pour Algoma Power et du 31 décembre 2012 pour 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 politique en matière de placement de la Société vise à assurer que les actifs au titre des prestations constituées, de même que les cotisations prévues, sont investis de façon prudente et rentable afin de satisfaire du mieux que possible aux obligations au titre des régimes des membres. L'objectif de placement des régimes de retraite est de maximiser le rendement de façon à gérer la situation de capitalisation des régimes et de réduire au minimum les coûts de la Société à long terme, comme évalué à la fois par les contributions au comptant et les charges de retraite pour les besoins des états financiers.

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

Actifs des régimes aux 31 décembre (%)	Répartition		2011
	cible en 2012	2012	
Titres de participation	47	50	48
Titres à revenu fixe	44	44	45
Titres immobiliers	6	6	7
Trésorerie et autres	3	–	–
	100	100	100

Les évaluations de la juste valeur des actifs des régimes selon la hiérarchie de la juste valeur, comme la définit la note 32, se présentaient comme suit :

Juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2012

(en millions)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Titres de participation	235 \$	195 \$	– \$	430 \$
Titres à revenu fixe	–	382	–	382
Titres immobiliers	–	–	53	53
Trésorerie et autres	2	1	–	3
	237 \$	578 \$	53 \$	868 \$

Juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2011

(en millions)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Titres de participation	212 \$	162 \$	– \$	374 \$
Titres à revenu fixe	27	325	–	352
Titres immobiliers	2	14	41	57
Trésorerie et autres	1	1	–	2
	242 \$	502 \$	41 \$	785 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

27. Avantages sociaux futurs (suite)

Le tableau suivant présente un rapprochement des variations de la juste valeur des actifs des régimes qui ont été évaluées à l'aide des intrants du niveau 3 pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011.

(en millions)	2012	2011
Solde au début de l'exercice	41 \$	33 \$
Rendement réel des actifs des régimes détenus à la fin de l'exercice	5	4
Achats, ventes et règlements	7	4
Solde à la fin de l'exercice	53 \$	41 \$

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

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2012	2011	2012	2011
Variation de l'obligation au titre des prestations constituées ¹⁾				
Solde au début de l'exercice	1 018 \$	879 \$	245 \$	203 \$
Coûts des services	27	20	6	5
Cotisations des employés	14	14	–	–
Intérêts débiteurs	47	47	12	11
Prestations versées	(43)	(38)	(6)	(6)
Pertes actuarielles	69	96	27	31
Coûts des services passés / modifications des régimes	–	–	1	1
Solde à la fin de l'exercice ²⁾	1 132 \$	1 018 \$	285 \$	245 \$
Variation de la valeur des actifs des régimes				
Solde au début de l'exercice	785 \$	732 \$	– \$	– \$
Rendement réel des actifs des régimes	67	44	–	–
Prestations versées	(43)	(38)	(6)	(6)
Cotisations des employés	14	14	–	–
Cotisations de l'employeur	45	34	6	6
Charges réelles au titre des régimes	–	(1)	–	–
Solde à la fin de l'exercice	868 \$	785 \$	– \$	– \$
Situation de capitalisation	(264)\$	(233)\$	(285)\$	(245)\$

¹⁾ Les montants reflètent l'obligation au titre des prestations constituées projetée pour les régimes de retraite à prestations déterminées et l'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes d'ACR.

²⁾ L'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite à prestations déterminées, qui ne tient compte d'aucune hypothèse relative aux salaires futurs, s'établissait à 999 millions \$ au 31 décembre 2012 (900 millions \$ au 31 décembre 2011).

Le tableau ci-dessous présente les actifs et les passifs au titre des avantages sociaux futurs et leur classement au bilan consolidé.

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2012	2011	2012	2011
Passif				
Passifs des régimes de retraite à prestations déterminées :				
À long terme (note 17)	264 \$	233 \$	– \$	– \$
Passifs du régime d'ACR :				
À court terme (note 14)	–	–	5	4
Autres passifs à long terme (note 17)	–	–	280	241
Passif net	264 \$	233 \$	285 \$	245 \$

Au 31 décembre 2012, l'ensemble des régimes de retraite à prestations déterminées avaient prévu des obligations au titre des prestations constituées supérieures aux actifs des régimes.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le coût net au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'ACR de la Société se présentait comme suit :

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2012	2011	2012	2011
Composantes du coût net au titre des prestations constituées				
Coûts des services	27 \$	20 \$	6 \$	5 \$
Intérêts débiteurs	47	47	12	11
Rendement prévu des actifs des régimes	(50)	(47)	–	–
Amortissement des pertes actuarielles	26	20	5	3
Amortissement des coûts des services passés / modifications des régimes (crédits)	–	1	(3)	(4)
Amortissement de l'obligation transitoire	–	–	1	2
Ajustements réglementaires	(10)	(7)	1	4
Coût net au titre des prestations constituées	40 \$	34 \$	22 \$	21 \$

Les tableaux ci-dessous présentent les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu et des actifs réglementaires, qui auraient autrement été constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011, qui n'ont pas été constatés en tant que composantes du coût net au titre des prestations constituées.

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2012	2011	2012	2011
Pertes actuarielles nettes non amorties	15 \$	15 \$	4 \$	4 \$
Coûts des services passés non amortis	–	–	1	1
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(2)	(2)	–	–
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 21)	13 \$	13 \$	5 \$	5 \$
Pertes actuarielles nettes	311 \$	285 \$	110 \$	88 \$
Crédits des services passés	(1)	(1)	(23)	(27)
Obligations transitoires	–	–	1	2
Montants reportés en raison de mesures prises par les organismes de réglementation	40	37	60	59
Actifs réglementaires (note 7 ii))	350 \$	321 \$	148 \$	122 \$

Les tableaux ci-dessous présentent les composantes comptabilisées dans le résultat étendu ou à titre d'actifs réglementaires, qui auraient autrement été comptabilisées dans le résultat étendu.

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2012	2011	2012	2011
Pertes actuarielles nettes de l'exercice considéré	2 \$	6 \$	– \$	1 \$
Amortissement des pertes actuarielles	(2)	–	–	–
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	–	(1)	–	–
Total comptabilisé dans le résultat étendu	– \$	5 \$	– \$	1 \$
Pertes actuarielles nettes de l'exercice considéré	50 \$	91 \$	27 \$	31 \$
Amortissement des pertes actuarielles	(24)	(18)	(5)	(3)
Amortissement des crédits des services passés	–	–	4	4
Amortissement de l'obligation transitoire	–	–	(1)	(1)
Ajustements réglementaires	3	7	1	(5)
Total comptabilisé au titre des actifs réglementaires	29 \$	80 \$	26 \$	26 \$

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

27. Avantages sociaux futurs (suite)

Des pertes actuarielles nettes de 1 million \$ devraient être amorties à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu dans les coûts nets au titre des prestations constituées en 2013 à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées.

Des pertes actuarielles nettes de 27 millions \$ et des ajustements réglementaires de 2 millions \$ devraient être amortis en les sortant des actifs réglementaires pour les inclure dans les coûts nets au titre des prestations constituées en 2013 à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées. Des pertes actuarielles nettes de 6 millions \$, des crédits de services passés de 3 millions \$ et des ajustements réglementaires de 4 millions \$ devraient être amortis en les sortant des actifs réglementaires pour les inclure dans les coûts nets au titre des prestations constituées en 2013 à l'égard des régimes d'ACR.

Principales hypothèses moyennes pondérées	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2012	2011	2012	2011
Taux d'actualisation au cours de l'exercice (%)	4,62	5,44	4,65	5,43
Taux d'actualisation aux 31 décembre (%)	4,14	4,62	4,20	4,64
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes (%) ¹⁾	6,41	6,72	–	–
Taux de croissance de la rémunération (%)	3,39	3,39	3,71	3,68
Croissance hypothétique du coût des soins de santé aux 31 décembre (%) ²⁾	–	–	4,62	4,65

¹⁾ Élaboré par la direction avec l'aide d'actuaire indépendants à partir des hypothèses les plus probables du rendement, de la volatilité et des corrélations prévus pour chaque catégorie d'actifs. Les hypothèses les plus probables sont fondées sur le rendement historique, les prévisions et le rééquilibrage périodique du portefeuille entre les catégories d'actifs diversifiées.

²⁾ Le taux hypothétique des coûts de santé moyen pondéré projeté pour 2013 est de 7,72 % pour les régimes d'ACR et devrait diminuer au cours des dix prochaines années pour s'établir à 4,62 % d'ici 2022 et demeurer à ce niveau par la suite.

Pour 2012, l'incidence d'une modification de 1 % du taux hypothétique de variation du coût des soins de santé était comme suit :

(en millions)	Augmentation de 1 % du taux	Diminution de 1 % du taux
Augmentation (diminution) de l'obligation au titre des prestations constituées	33 \$	(27)\$
Augmentation (diminution) du coût des services rendus et des intérêts	2	(2)

Le tableau ci-après présente le montant des prestations qui devraient être versées au cours des dix prochaines années.

Exercice	Paiements au titre des régimes de retraite à prestations déterminées	Paiements au titre des régimes d'ACR
	(en millions)	(en millions)
2013	41 \$	8 \$
2014	43	9
2015	44	10
2016	48	11
2017	51	12
2018 – 2022	293	70

Se reporter à la note 34, qui présente les cotisations prévues de capitalisation des régimes à prestations déterminées.

Au cours de 2012, la Société a passé en charges 14 millions \$ (13 millions \$ en 2011) aux fins des régimes de retraite à cotisations déterminées.

28. Acquisitions d'entreprises

2012

AUTRES ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA – ACTIFS DE PORT COLBORNE HYDRO

En avril 2012, FortisOntario a exercé son option, selon les modalités d'un contrat de location-exploitation d'une durée de dix ans conclu avec la ville de Port Colborne ayant commencé en avril 2002, visant l'acquisition des actifs restants de Port Colborne Hydro moyennant environ 7 millions \$. En vertu du contrat de location conclu avec la ville de Port Colborne, et maintenant grâce à la propriété des actifs précédemment loués, FortisOntario voit à l'exploitation et à l'entretien du réseau de distribution d'électricité de la ville de Port Colborne en vue de fournir des services d'électricité aux résidents de Port Colborne. Pendant la durée du contrat (dix ans), FortisOntario a engagé des dépenses en immobilisations d'environ 17 millions \$ relativement au réseau de distribution d'électricité de Port Colborne Hydro. L'exercice de l'option d'achat, qui est considérée comme un regroupement d'entreprises, entraîne l'obtention de la propriété et des titres juridiques de tous les actifs, y compris le matériel, les immeubles et les actifs de distribution, qui représentent l'intégralité du réseau de distribution d'électricité de Port Colborne. L'achat a été approuvé par la Commission de l'énergie de l'Ontario.

FortisOntario est régie selon le coût du service et le calcul de ses produits et de son bénéfice est fondé sur un taux de rendement réglementé appliqué aux valeurs historiques, qui ne changent pas par suite d'un changement de propriétaire. Par conséquent, la juste valeur marchande se rapproche de la valeur comptable, et aucun rajustement n'a été comptabilisé relativement aux actifs acquis puisque tous les avantages économiques et toutes les obligations qui leur sont liés et qui excèdent les taux de rendement réglementaires sont transférés à la clientèle. Ainsi, une tranche de 3 millions \$ du prix d'acquisition a été imputée aux immobilisations de services publics tandis que 4 millions \$ ont été comptabilisés à titre d'écart d'acquisition aux fins de la répartition du prix d'acquisition. L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats financiers de l'entreprise ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter d'avril 2012.

ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS D'ÉLECTRICITÉ DANS LES CARAÏBES – TCU

En août 2012, FortisTCL a acquis TCU pour un prix d'acquisition global d'environ 13 millions \$ (13 millions \$ US), y compris la dette prise en charge de 5 millions \$ (5 millions \$ US). TCU est une entreprise de services publics réglementés d'électricité qui exerce ses activités en vertu d'une licence de 50 ans qui vient à échéance en 2036. L'entreprise sert plus de 2 000 clients résidentiels et commerciaux situés à Grand Turk et à Salt Cay grâce à une capacité de production combinée au diesel de 9 MW. TCU est régie selon le coût du service et le calcul de ses produits et de son bénéfice est fondé sur un taux de rendement réglementé appliqué aux valeurs historiques, qui ne changent pas par suite d'un changement de propriétaire. Par conséquent, la juste valeur marchande se rapproche de la valeur comptable, et aucun rajustement n'a été comptabilisé relativement aux actifs nets acquis puisque tous les avantages économiques et toutes les obligations qui leur sont liés et qui excèdent les taux de rendement réglementaires sont transférés à la clientèle. Ainsi, environ 9 millions \$ du prix d'acquisition ont été imputés aux immobilisations de services publics, 3 millions \$, aux actifs nets courants, 5 millions \$, à la dette à long terme et un montant de 1 million \$ a été comptabilisé à titre d'écart d'acquisition aux fins de la répartition du prix d'acquisition. L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats financiers de TCU ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter d'août 2012.

ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES – STATIONPARK ALL SUITE HOTEL

En octobre 2012, Fortis Properties a fait l'acquisition de StationPark All Suite Hotel pour un prix d'acquisition global de 13 millions \$, y compris la dette prise en charge de 6 millions \$. Ainsi, une tranche de 13 millions \$ du prix d'acquisition a été attribuée aux biens productifs tandis que 6 millions \$ ont été affectés à la dette à long terme. 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 2012.

2011

ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES – HILTON SUITES WINNIPEG AIRPORT

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 \$ qui a été 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

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

29. Information sectorielle

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

Exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions \$)	ACTIVITÉS RÉGLEMENTÉES					ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES						
	Entreprises de services publics de gaz											
	Entreprises de services publics d'électricité					Total – Électricité au Canada	Électricité dans les Caraïbes	Fortis		Siège social et autres	Éliminations inter- sectorielles	Consolidées
Sociétés FortisBC Energy – Canada	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Newfound- land Power	Autres – Canada	Fortis Generation			Fortis Propriétés				
Produits d'exploitation	1 426	448	306	581	353	1 688	273	31	242	24	(30)	3 654
Coûts de l'approvisionnement énergétique	669	–	76	380	227	683	170	1	–	–	(1)	1 522
Charges d'exploitation	287	158	85	74	48	365	34	9	166	14	(7)	868
Amortissement	160	133	48	44	26	251	32	4	21	2	–	470
Bénéfice d'exploitation	310	157	97	83	52	389	37	17	55	8	(22)	794
Autres revenus (charges), montant net	2	4	1	2	–	7	2	3	–	(9)	(1)	4
Frais financiers	142	65	39	36	21	161	13	2	24	47	(23)	366
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	31	–	9	11	7	27	–	1	9	(7)	–	61
Bénéfice net (perte nette)	139	96	50	38	24	208	26	17	22	(41)	–	371
Participations ne donnant pas le contrôle	1	–	–	1	–	1	7	–	–	–	–	9
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	47	–	47
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	138	96	50	37	24	207	19	17	22	(88)	–	315
Écart d'acquisition	913	227	221	–	67	515	140	–	–	–	–	1 568
Actifs identifiables	4 595	2 776	1 705	1 389	720	6 590	740	737	655	511	(446)	13 382
Total de l'actif	5 508	3 003	1 926	1 389	787	7 105	880	737	655	511	(446)	14 950
Dépenses en immobilisations brutes ¹⁾	206	442	69	86	48	645	48	196	35	–	–	1 130

Exercice clos le
31 décembre 2011
(en millions \$)

Produits d'exploitation	1 566	408	296	573	339	1 616	305	34	231	23	(37)	3 738
Coûts de l'approvisionnement énergétique	854	–	72	369	218	659	192	1	–	–	(9)	1 697
Charges d'exploitation	293	144	83	75	48	350	40	8	156	9	(6)	850
Amortissement	113	134	45	42	24	245	33	4	19	2	–	416
Bénéfice d'exploitation	306	130	96	87	49	362	40	21	56	12	(22)	775
Autres revenus, montant net	8	5	1	–	–	6	3	1	–	21	(1)	38
Frais financiers	137	60	39	36	20	155	14	2	24	54	(23)	363
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	40	1	10	18	9	38	1	2	9	(6)	–	84
Bénéfice net (perte nette)	137	74	48	33	20	175	28	18	23	(15)	–	366
Participations ne donnant pas le contrôle	–	–	–	1	–	1	8	–	–	–	–	9
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	46	–	46
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	137	74	48	32	20	174	20	18	23	(61)	–	311
Écart d'acquisition	913	227	221	–	63	511	141	–	–	–	–	1 565
Actifs identifiables	4 579	2 483	1 665	1 299	670	6 117	719	546	610	469	(391)	12 649
Total de l'actif	5 492	2 710	1 886	1 299	733	6 628	860	546	610	469	(391)	14 214
Dépenses en immobilisations brutes ¹⁾	250	416	102	81	47	646	71	174	30	–	–	1 171

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 les états des flux de trésorerie consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les opérations entre parties liées ont lieu dans le cours normal des affaires et 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; ii) aux ventes d'électricité de Newfoundland Power à Fortis Properties; iii) aux ventes d'énergie de Fortis Generation à FortisOntario; et iv) 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)

	2012	2011
Ventes de Fortis Generation aux entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	– \$	7 \$
Ventes de Newfoundland Power à Fortis Properties	5	5
Ventes de Fortis Generation aux autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	1	1
Frais financiers intersectoriels relatifs aux prêts suivants :		
De Fortis Generation aux autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	2	1
Du siège social aux autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	–	2
Du siège social aux entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	4	4
Du siège social à Fortis Generation	1	3
Du siège social à Fortis Properties	16	13

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

(en millions)

	2012	2011
Emprunts intersectoriels :		
De Fortis Generation aux autres entreprises de services publics d'électricité au Canada	20 \$	20 \$
Du siège social aux entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes	85	76
Du siège social à Fortis Generation	9	23
Du siège social à Fortis Properties	307	249
Autres actifs intersectoriels	25	23
Total des éliminations intersectorielles	446 \$	391 \$

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

(en millions)

	2012	2011
Sommes versées :		
Intérêts	374 \$	359 \$
Impôts sur les bénéfices	83	67
Variation du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie :		
Débiteurs	49 \$	6 \$
Charges payées d'avance	1	(2)
Actifs réglementaires – tranche échéant à moins de un an	(32)	(4)
Stocks	3	30
Créditeurs et autres passifs à court terme	36	60
Passifs réglementaires – tranche échéant à moins de un an	21	9
	78 \$	99 \$
Activités d'investissement et de financement hors trésorerie :		
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	58 \$	59 \$
Ajouts aux immobilisations de services publics, biens productifs et actifs incorporels compris dans les passifs à court terme	88	102
Apports sous forme d'aide à la construction compris dans les actifs à court terme	17	9
Conversion de débentures convertibles en actions ordinaires	–	50
Exercice d'options sur actions contre des actions ordinaires	3	3

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

31. Instruments dérivés et activités de couverture

Comme il est mentionné à la note 3, de façon générale, la Société limite l'utilisation d'instruments financiers dérivés à ceux qui sont admissibles comme couvertures comptables ou économiques. Au 31 décembre 2012, les instruments dérivés de la Société étaient composés de contrats d'options sur combustible, de swaps et de contrats d'options sur gaz naturel ainsi que de primes liées aux contrats d'achat de gaz. Les contrats d'options sur combustible sont détenus par Caribbean Utilities et les autres instruments dérivés sont détenus par les sociétés FortisBC Energy.

Volume des activités liées aux dérivés

Au 31 décembre 2012, les volumes notionnels des contrats d'options sur combustible en cours et des dérivés sur gaz naturel devant être réglés étaient les suivants :

	2013	2014
Contrats d'options sur combustible (<i>millions de gallons impériaux</i>)	14	–
Swaps et options sur gaz (<i>pétajoules</i>)	21	6
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (<i>pétajoules</i>)	70	12

Présentation d'instruments dérivés dans les états financiers consolidés

Aux bilans consolidés de la Société, les instruments dérivés sont présentés en chiffres nets par contrepartie, s'il existe un droit de compensation. Le solde net comprend la garantie en numéraire en cours associée aux dérivés.

Les soldes de dérivés en cours de la Société aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

(en millions)	2012	2011
Solde de dérivés brut ¹⁾	60 \$	136 \$
Compensation ²⁾	–	–
Garantie en numéraire	–	–
Solde des dérivés total ³⁾	60 \$	136 \$

¹⁾ Se reporter à la note 32, qui traite des techniques d'évaluation utilisées pour calculer la juste valeur de ces instruments dérivés.

²⁾ Les positions, par contrepartie, sont compensées s'il existe une intention et un droit légal de compensation.

³⁾ Des pertes latentes de 60 millions \$ sur des instruments dérivés liés au risque de marchandise ont été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires à court terme au 31 décembre 2012 (136 millions \$ au 31 décembre 2011), mais auraient autrement été comptabilisées à l'état du résultat étendu consolidé et dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Ces montants ne tiennent pas compte de l'incidence des garanties en numéraire.

Les flux de trésorerie liés au règlement de l'ensemble des instruments dérivés sont inclus dans les flux de trésorerie d'exploitation aux états des flux de trésorerie consolidés de la Société.

La plupart des instruments dérivés liés au risque de marchandise des sociétés FortisBC Energy comportent des dispositions en matière de garantie rattachées à la note de crédit de FEI. Un abaissement de la note de FEI en deçà d'une note de première qualité de la part d'une importante agence de notation pourrait entraîner des rappels de marges et des exigences de niveaux accrus de liquidités en vertu des contrats d'achat de gaz et des swaps et des contrats d'options. Tous les contrats de dérivés sur gaz naturel existants sont en position débitrice et pourraient faire l'objet de rappels de marges et des exigences de niveaux accrus de liquidités si la note de crédit de FEI devait être abaissée en deçà d'une note de première qualité.

32. Évaluation de la juste valeur

La juste valeur correspond au prix auquel un intervenant sur le marché pourrait vendre un actif ou transférer un passif à une partie non liée. Une évaluation de la juste valeur est nécessaire pour tenir compte des hypothèses qu'utiliseraient les intervenants sur le marché pour établir le prix d'un actif ou d'un passif d'après les meilleures informations disponibles. Ces hypothèses comprennent les risques inhérents à une technique d'évaluation en particulier, comme un modèle d'établissement des prix, et les risques inhérents aux données du modèle. Il existe une hiérarchie de la juste valeur qui établit la priorité entre les données utilisées pour évaluer la juste valeur. La Société est tenue de comptabiliser à la juste valeur tous les instruments dérivés, sauf ceux qui sont admissibles à l'exception relative aux achats normaux et aux ventes normales.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les trois niveaux de la hiérarchie de la juste valeur se définissent comme suit :

Niveau 1 : la juste valeur est établie à l'aide des cours non ajustés sur des marchés actifs;

Niveau 2 : la juste valeur est établie à l'aide de données observables;

Niveau 3 : la juste valeur est établie à l'aide de données inobservables seulement lorsque des données observables pertinentes ne sont pas disponibles.

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.

Le tableau suivant présente les évaluations de la juste valeur estimative des instruments financiers de la Société, toutes mesurées à l'aide des données du niveau 2, sauf en ce qui concerne certaines dettes à long terme, comme il a été indiqué.

Actif (passif)	2012		2011	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
(en millions)				
Autre actif – Belize Electricity ¹⁾	104 \$	s. o. \$ ²⁾	106 \$	s. o. \$ ²⁾
Dettes à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an ³⁾	(5 900)	(7 338)	(5 788)	(7 197)
Billet de la société Waneta ⁴⁾	(47)	(51)	(45)	(49)
Contrats d'options sur le combustible ⁵⁾	(1)	(1)	(1)	(1)
Dérivés sur gaz naturel : ⁵⁾				
Swaps et options sur gaz	(51)	(51)	(135)	(135)
Primes liées aux contrats d'achat de gaz	(8)	(8)	–	–

¹⁾ Inclus dans les autres actifs à long terme inscrits au bilan consolidé (note 9).

²⁾ L'investissement exproprié de la Société dans Belize Electricity est comptabilisé à la valeur comptable, y compris l'effet de change, dans les autres actifs à long terme au bilan consolidé. Le montant réel du dédommagement que le gouvernement du Belize peut verser à Fortis ne peut pas être déterminé à l'heure actuelle (notes 33 et 35).

³⁾ Les débetures non garanties de la Société d'un capital de 200 millions \$ échéant en 2039 et les facilités de crédit consolidées classées dans la dette à long terme sont évaluées à l'aide des données du niveau 1. Tout autre élément de la dette à long terme est évalué à l'aide des données du niveau 2.

⁴⁾ Inclus dans les autres passifs à long terme inscrits au bilan consolidé (note 17).

⁵⁾ Les justes valeurs des dérivés étaient comptabilisées dans les créditeurs et les autres passifs à court terme aux 31 décembre 2012 et 2011 (note 14).

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 soit i) 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 ou ii) en obtenant de tiers des prix indicatifs pour des titres de créance ayant une cote similaire ou identique et ayant la même échéance résiduelle. 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.

Caribbean Utilities se sert de contrats d'options sur combustible pour réduire l'incidence de la volatilité des prix du combustible sur les tarifs imposés à la clientèle, comme l'a approuvé l'organisme de réglementation en vertu du programme de gestion de la volatilité des prix du combustible. La juste valeur des contrats d'options sur combustible reflète seulement la valeur du dérivé sur le mazout domestique et non la variation compensatoire de la valeur des achats futurs sous-jacents de mazout domestique et est calculée à partir des prix du marché publiés pour le mazout domestique ou des biens similaires. Les contrats d'options sur combustible viennent à échéance au plus tard le 1^{er} octobre 2013. Environ 70 % des besoins annuels de combustible diesel de la société sont couverts par des contrats de couverture de combustible.

Les dérivés sur gaz naturel servent à fixer le prix d'achat réel du gaz naturel, la plupart 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 a été 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 et des dérivés sur gaz naturel étaient des estimations des montants que les services publics recevraient ou devraient payer pour résilier les obligations contractuelles en cours à la date du bilan. Au 31 décembre 2012, aucun des contrats d'options sur combustible ou des dérivés sur gaz naturel n'était désigné pour couvrir les achats de combustible ou les contrats d'approvisionnement en gaz naturel. Néanmoins, les gains et les pertes provenant des variations de la juste valeur des dérivés sur gaz naturel ont été reportés 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 les organismes de réglementation le permettent.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

33. Gestion des risques financiers

La Société est principalement exposée au risque de crédit, au risque d'illiquidité et au risque de marché en raison des instruments financiers qu'elle détient dans le cours normal des affaires.

Risque de crédit Risque qu'une contrepartie à un instrument financier manque à ses obligations contractuelles aux termes de l'instrument financier.

Risque d'illiquidité Risque qu'une entité éprouve des difficultés à réunir les fonds nécessaires pour respecter ses engagements aux termes des instruments financiers.

Risque de marché Risque que la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier fluctuent en raison des variations des cours du marché. La Société est exposée au risque de change, au risque lié au taux d'intérêt et au risque lié au prix des marchandises.

Risque de crédit

En ce qui a trait 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 2012, son exposition brute au risque de crédit s'établissait à environ 114 millions \$, soit la valeur projetée de la facturation aux détaillants sur une période de 37 jours. La société a ramené son exposition à moins de 1 million \$ 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 sociétés FortisBC Energy ne s'attendent pas à ce qu'une contrepartie manque à ses obligations. Les contreparties avec lesquelles les sociétés FortisBC Energy effectuent des opérations importantes ont une notation de A ou plus. Les sociétés utilisent aussi des accords de compensation afin de réduire le risque de crédit et règlent les paiements avec les contreparties sur la base du solde net lorsque les modalités le permettent.

Le tableau suivant résume l'exposition nette au risque de crédit des sociétés FortisBC Energy à l'égard de ses contreparties, ainsi que l'exposition au risque de crédit à l'égard des contreparties représentant plus de 10 % de l'exposition nette au crédit, étant donné qu'elle est liée aux swaps et aux contrats d'options sur gaz naturel, aux 31 décembre 2012 et 2011.

<i>(en millions, sauf le nombre de contreparties)</i>	2012	2011
Exposition brute au crédit, compte non tenu de la garantie de crédit ¹⁾	51 \$	136 \$
Garantie de crédit	–	–
Exposition nette au crédit ²⁾	51 \$	136 \$
Nombre de contreparties > 10 %	4	4
Exposition nette aux contreparties > 10 %	45 \$	104 \$

¹⁾ L'exposition brute au crédit correspond à l'évaluation à la valeur de marché des contrats physiques réglés financièrement, des billets à recevoir et des débiteurs (crédeurs) nets dont le contrat permet la compensation. Les montants présentés pour l'exposition brute et nette au crédit ne tiennent pas compte des ajustements pour la valeur temps ou la liquidité.

²⁾ L'exposition nette au crédit correspond à la garantie d'exposition brute au crédit moins la garantie de crédit (dépôts au comptant et lettres de crédit).

La Société est exposée au risque de crédit associé au montant et au calendrier du dédommagement à la juste valeur 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. Au 31 décembre 2012, la Société avait un autre actif à long terme de 104 millions \$ (106 millions \$ au 31 décembre 2011), y compris l'effet de change, constaté dans le bilan consolidé et lié à l'investissement exproprié dans Belize Electricity (notes 9, 32 et 35).

De plus, au 31 décembre 2012, Belize Electricity devait à BECOL environ 8 millions \$ US dans le cadre d'achats d'énergie, dont 7 millions \$ US étaient en souffrance. Conformément à des accords de longue date, le gouvernement du Belize garantit le paiement des obligations de Belize Electricity à BECOL.

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 en 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, 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. Au cours des cinq prochains exercices, les échéances moyennes annuelles consolidées de la dette à long terme et les remboursements devraient être d'environ 275 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 2012, la Société et ses filiales disposaient de facilités de crédit consolidées d'environ 2,5 milliards \$, dont 2,1 milliards \$ étaient inutilisés, y compris une tranche inutilisée de 946 millions \$ de la facilité de crédit renouvelable confirmée de 1 milliard \$ de la Société. 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 2,3 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2013 et 2017.

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

<i>(en millions)</i>	Entreprises de services publics réglementés	Fortis Properties	Siège social et autres	Total au 31 décembre 2012	Total au 31 décembre 2011
Total des facilités de crédit	1 402 \$	13 \$	1 045 \$	2 460 \$	2 248 \$
Facilités de crédit utilisées :					
Emprunts à court terme ¹⁾	(136)	–	–	(136)	(159)
Dette à long terme <i>(note 15)</i> ²⁾	(97)	–	(53)	(150)	(74)
Lettres de crédit en cours	(66)	–	(1)	(67)	(66)
Facilités de crédit inutilisées	1 103 \$	13 \$	991 \$	2 107 \$	1 949 \$

¹⁾ Le taux d'intérêt moyen pondéré des emprunts à court terme était de 1,9 % au 31 décembre 2012 (1,9 % au 31 décembre 2011).

²⁾ Au 31 décembre 2012, les emprunts sur les facilités de crédit classés dans la dette à long terme incluaient 24 millions \$ (16 millions \$ au 31 décembre 2011) comme tranche à court terme de la dette à long terme inscrite au bilan consolidé. Le taux d'intérêt moyen pondéré des emprunts sur la facilité de crédit classés dans la dette à long terme était de 2,1 % au 31 décembre 2012 (2,2 % au 31 décembre 2011).

Aux 31 décembre 2012 et 2011, 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.

Entreprises de services publics réglementés

FEI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 500 millions \$ venant à échéance en août 2014. FEV a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 200 millions \$ venant à échéance en décembre 2013, qui peut être utilisée pour financer les besoins en fonds de roulement et les dépenses en immobilisations et qui peut servir aux besoins généraux de la société. En outre, FEVI a une facilité de crédit non renouvelable confirmée non garantie de 20 millions \$ venant à échéance en janvier 2013.

FortisAlberta a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 250 millions \$ venant à échéance en août 2016, qui peut être utilisée pour financer les dépenses en immobilisations et qui peut servir aux besoins généraux de la société. FortisAlberta a aussi un crédit-relais de 10 millions \$ dans le cadre de sa facilité de crédit confirmée.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

33. Gestion des risques financiers (suite)

Risque d'illiquidité (suite)

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 2013 et la tranche résiduelle de 100 millions \$ vient à échéance en mai 2015. 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 de la société. FortisBC Electric a aussi une facilité de découvert 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 2017 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 une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 30 millions \$ venant à échéance en juin 2013.

Caribbean Utilities a des facilités de crédit non garanties d'environ 47 millions \$ US (47 millions \$), composées d'une facilité de prêt à vue aux fins des dépenses en immobilisations de 31 millions \$ US (31 millions \$), des lettres de crédit de 1 million \$ US (1 million \$), une marge de crédit d'exploitation à vue 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 à vue 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 de la société.

Siège social et autres

Fortis a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 1 milliard \$ venant à échéance en juillet 2015, qui peut servir aux besoins généraux de la Société.

FHI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 30 millions \$ venant à échéance en mai 2013, qui peut servir aux besoins généraux de la société.

La Société et ses entreprises de services publics 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 2012, les notes de crédit de la Société se présentaient comme suit :

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

En mai 2012 et en juillet 2012, S&P et DBRS, respectivement, ont confirmé les notes de crédit de la Société. En raison des plans de financement de la Société relativement à l'acquisition proposée de CH Energy Group et à l'achèvement prévu de l'Expansion Waneta selon l'échéancier et le budget prévus, S&P et DBRS ont également retiré les notes de « sous surveillance avec perspective négative » et de « sous surveillance avec perspective évolutive », respectivement, où les notes avaient été placées en février 2012.

Les notes de crédit ci-dessus reflètent le profil de 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.

Risque de marché

Risque de change

Le bénéfice que la Société tire des filiales étrangères et l'investissement net 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 au niveau 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. La monnaie de présentation des états financiers de Belize Electricity est le dollar bélizien, dont la valeur est fondée sur celle du dollar américain.

Au 31 décembre 2012, la dette à long terme de 557 millions \$ US (550 millions \$ US au 31 décembre 2011) de la Société était désignée comme couverture des investissements nets de la Société dans des établissements à l'étranger. Au 31 décembre 2012, la Société avait des investissements nets dans des établissements à l'étranger d'environ 17 millions \$ US (6 millions \$ US au 31 décembre 2011) non encore couverts. Les variations des taux de change liées à la conversion des emprunts en dollars américains faits par la Société et 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 à l'étranger, qui sont aussi comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.

Depuis le 20 juin 2011, l'actif de la Société associé à son investissement exproprié dans Belize Electricity (notes 9 et 35) n'est pas admissible à la comptabilité de couverture étant donné que Belize Electricity n'est plus une filiale étrangère 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 les 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. En 2012, la Société a comptabilisé en résultat une perte de change d'environ 2 millions \$. En 2011, la Société avait comptabilisé en résultat un gain de change net d'environ 1 million \$ (1,5 million \$ après impôts) (note 24).

Risque de taux d'intérêt

La Société et la plupart de ses filiales sont exposées au risque de taux d'intérêt lié aux emprunts sur les facilités de crédit et aux emprunts à taux variable. La Société et ses filiales peuvent conclure des swaps de taux d'intérêt afin de réduire ce risque.

Risque lié au prix des marchandises

Les sociétés FortisBC Energy sont exposées au risque lié au prix des marchandises associé aux variations du prix du marché du gaz naturel, et Caribbean Utilities est exposée au risque lié au prix des marchandises associé aux variations du prix du marché du combustible (note 32). Ce risque a été réduit en concluant des contrats dérivés sur gaz naturel et des contrats d'options sur combustible qui permettent de bloquer efficacement respectivement le prix d'achat du gaz naturel et le prix d'achat du combustible. Les contrats dérivés sur gaz naturel et les contrats d'options sur combustible 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, 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. Comme l'a exigé l'organisme de réglementation en 2011, les sociétés FortisBC Energy ont suspendu leurs activités de couverture de produits de base à l'exception de quelques swaps, comme l'autorisait l'organisme de réglementation. 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

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

34. Engagements

Au 31 décembre 2012, les engagements consolidés de la Société pour chacun des cinq prochains exercices et pour les périodes subséquentes, compte non tenu des remboursements sur la dette à long terme et les obligations financières liées aux contrats de location-acquisition, qui sont présentés séparément respectivement aux notes 15 et 16, s'établissent comme suit :

(en millions)	Total	À moins de 1 an	De 1 an à 2 ans	De 2 à 3 ans	De 3 à 4 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme	6 682 \$	355 \$	344 \$	311 \$	297 \$	271 \$	5 104 \$
Prêt gouvernemental ¹⁾	29	4	10	10	5	–	–
Obligations liées aux contrats d'achat de gaz ²⁾	249	207	42	–	–	–	–
Obligations d'achat d'électricité							
FortisBC Electric ³⁾	34	13	7	6	5	3	–
FortisOntario ⁴⁾	360	48	49	50	52	53	108
Maritime Electric ⁵⁾	140	38	40	40	8	1	13
Coût en capital ⁶⁾	446	17	18	18	18	17	358
Obligations liées aux contrats de location-exploitation ⁷⁾	26	5	4	3	3	3	8
Billet de la société Waneta ⁸⁾	72	–	–	–	–	–	72
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés ⁹⁾	62	4	3	3	3	3	46
Cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées ¹⁰⁾	82	38	16	12	12	1	3
Obligations au titre du régime d'UAR ¹¹⁾	6	2	2	2	–	–	–
Autres ¹²⁾	7	2	1	–	–	–	4
Total	8 195 \$	733 \$	536 \$	455 \$	403 \$	352 \$	5 716 \$

¹⁾ Au cours des exercices antérieurs, FEVI a bénéficié de prêts sans intérêt du gouvernement fédéral du Canada 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.

²⁾ Les obligations liées aux contrats d'achat de gaz comprennent divers contrats d'achat de gaz aux sociétés FortisBC Energy et sont fondées sur les cours du marché, lesquels varient en fonction des indices des prix du gaz naturel. Les obligations comprennent les paiements au comptant bruts associés aux dérivés sur gaz naturel des sociétés FortisBC Energy (note 31). Les montants indiqués reflètent les prix des indices qui étaient en vigueur au 31 décembre 2012.

³⁾ Les obligations d'achat d'électricité pour FortisBC Electric comprennent un CAE conclu avec BC Hydro, un contrat d'achat de capacité conclu avec Powerex Corp. (« Powerex ») et un contrat d'achat d'énergie et de capacité conclu avec Brilliant Expansion Power Corporation (« Brilliant Corporation »).

Le CAE conclu avec BC Hydro, qui expirera en 2013, prévoit la fourniture d'un maximum de 200 MW, mais comporte une disposition d'achat ferme fondée sur un cycle consécutif de cinq ans de renouvellement des exigences de capacité de production.

En 2010, FortisBC Electric a conclu un contrat d'achat de capacité hivernale à prix fixe jusqu'en février 2016 auprès de Powerex, filiale en propriété exclusive de BC Hydro. 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. La capacité achetée en vertu du contrat n'est pas liée à une centrale précise.

En novembre 2012, FortisBC Electric a conclu un contrat d'achat de capacité et d'énergie à partir de janvier 2013 jusqu'en décembre 2017 auprès de CPC agissant pour le compte de Brilliant Corporation. Le contrat a été accepté par la BCUC en décembre 2012.

En novembre 2011, FortisBC Electric a signé l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta. La BCUC a d'abord accepté le dépôt de l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta 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'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta devrait être d'environ 2,9 milliards \$. La version signée de l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta a été soumise à la BCUC en novembre 2011. En mai 2012, la BCUC a établi que l'entente signée était dans l'intérêt public et qu'une audience n'était pas nécessaire. La BCUC a accepté que l'entente soit déposée comme un contrat d'approvisionnement en énergie et a enjoint à FortisBC Electric d'élaborer une proposition de régularisation des tarifs dans le cadre d'une soumission distincte ou dans le cadre de sa prochaine demande relative aux besoins en revenus. Le montant lié à l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta 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.

- ⁴⁾ 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.
- ⁵⁾ Maritime Electric détient deux contrats d'achat ferme d'énergie ou de capacité. En 2010, la société a conclu un contrat d'achat ferme de cinq ans avec Énergie NB couvrant la période du 1^{er} mars 2011 au 29 février 2016. Le contrat comprend une tarification fixe pour toute la durée du contrat de cinq ans. 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.
- ⁶⁾ Maritime Electric a droit à environ 4,7 % de la production de Point 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.
- ⁷⁾ 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.
- ⁸⁾ 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. Le montant est présenté d'après des flux de trésorerie bruts. Le billet était comptabilisé dans les autres passifs à long terme à la valeur actualisée de 47 millions \$ au 31 décembre 2012 (note 17).
- ⁹⁾ FortisAlberta et une entreprise albertaine de services de transport d'électricité ont signé une convention permettant l'interconnexion du réseau de transport de cette entreprise et du réseau de distribution de FortisAlberta. Les modalités d'expiration de cette entente prévoient qu'elle demeurera en vigueur jusqu'à ce que FortisAlberta ne soit plus connectée à ce réseau de transport. En raison de la durée indéfinie de cette convention, le calcul des paiements futurs après 2017 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. FortisAlberta a fourni l'avis requis de résiliation des ententes de services partagés avec prise d'effet le 31 décembre 2013.

- ¹⁰⁾ Les cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées consolidées incluent les montants pour services rendus au cours de la période 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 2012 et 2013 – Sociétés FortisBC Energy (régimes des employés non syndiqués)
- 31 décembre 2013 – Sociétés FortisBC Energy (régime des employés syndiqués)
- 31 décembre 2013 – FortisBC Electric
- 31 décembre 2014 – Newfoundland Power

L'estimation des cotisations de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées inclut l'incidence de l'évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2011, achevée en avril 2012, associée au régime de retraite à prestations déterminées de Newfoundland Power. Par suite de l'évaluation, Newfoundland Power est tenue de capitaliser un déficit de solvabilité d'environ 53 millions \$, y compris les intérêts, sur cinq ans à compter de 2012, comme le montre le tableau des engagements ci-dessus. La société a comblé son obligation de capitalisation annuelle du déficit de solvabilité pour 2012 au deuxième trimestre de 2012. L'augmentation des cotisations de capitalisation devrait être recouvrée auprès de la clientèle dans les tarifs futurs.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

34. Engagements (suite)

¹¹⁾ Le règlement des UAR en circulation au 31 décembre 2012, qui ont été attribuées respectivement en 2010, 2011 et 2012, est assujéti au respect par le président-directeur général de certaines conditions de paiement au cours des périodes d'acquisition des droits de trois ans (note 23).

L'obligation de 6 millions \$ de la Société liée aux UAD en cours au 31 décembre 2012 (note 23) a été exclue du tableau des engagements ci-dessus, le calendrier des paiements ne pouvant être établi à l'heure actuelle.

¹²⁾ Les autres obligations contractuelles comprennent les contrats de location-exploitation de bâtiments, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, les contrats d'options sur combustible à Caribbean Utilities et un engagement d'achat d'un câble de télécommunications à fibres optiques à FortisBC Electric.

Autres engagements

Dépenses en immobilisations : Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont tenues d'assurer des services aux clients au sein de leur territoire de service respectif. Les dépenses en immobilisations 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 de dépenses en immobilisations consolidées de la Société, y compris dans ses secteurs non réglementés, devrait s'établir à environ 1,3 milliard \$ pour 2013. Au cours des cinq exercices de 2013 à 2017, le programme de dépenses en immobilisations consolidées de la Société, y compris les dépenses en immobilisations à Central Hudson, devrait totaliser environ 6 milliards \$, montant qui n'est pas compris dans le tableau des engagements ci-dessus.

Acquisitions proposées : En février 2012, Fortis a conclu une entente visant l'acquisition de CH Energy Group pour un montant de 1,5 milliard \$ US, qui comprend la prise en charge d'une dette d'environ 500 millions \$ US à la conclusion de l'acquisition (note 1). L'accord et le plan de fusion peuvent être résiliés par la Société ou par CH Energy Group en tout temps avant la clôture dans certaines circonstances, y compris si la clôture de l'acquisition n'a pas eu lieu au plus tard le 20 février 2013, à condition, toutefois, que si les seules conditions préalables à la clôture qui n'ont pas été respectées portent sur l'obtention des approbations des autorités de réglementation décrites dans l'accord et le plan de fusion, cette date sera alors reportée au 20 août 2013. En février 2013, la date a été reportée au 20 août 2013.

FortisBC Electric a offert d'acheter les actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna, qui sert actuellement près de 15 000 clients, pour environ 55 millions \$. FortisBC Electric fournit de l'électricité à la ville de Kelowna selon un tarif de gros et voit à l'exploitation et à la maintenance des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna en vertu d'un contrat depuis 2000. En mars 2013, l'organisme de réglementation a approuvé la transaction et établi la valeur des actifs à être inclus dans la base tarifaire de FortisBC Electric à environ 38 millions \$. FortisBC Electric examine si elle conclura la transaction et doit confirmer si elle accepte les conditions d'approbation de la BCUC d'ici le 31 mars 2013.

Reçus de souscription : Pour financer une portion de l'acquisition imminente de CH Energy Group, Fortis a vendu 18,5 millions de reçus de souscription au prix unitaire de 32,50 \$ en juin 2012, réalisant ainsi un produit brut d'environ 601 millions \$. Chaque reçu de souscription donnera le droit à son détenteur, s'il respecte les conditions de versement, à une action ordinaire de Fortis et à un paiement en espèces équivalant aux dividendes déclarés aux titulaires inscrits d'actions ordinaires de Fortis du 27 juin 2012 jusqu'à la date d'émission des actions ordinaires, et ce, sans autre exigence de paiement. Dans le cas où les conditions de versement ne seraient pas respectées le 30 juin 2013, ou si l'accord ou le plan de fusion relatif à l'acquisition de CH Energy Group est résilié avant ce moment, les détenteurs de reçus de souscription auront le droit de recevoir du dépositaire légal un montant équivalant à la valeur totale de leur souscription, majoré de leur quote-part des intérêts gagnés sur ce montant (note 18). Si la conclusion de l'acquisition de CH Energy Group avait lieu après le 30 juin 2013, la Société pourrait devoir se tourner vers une autre source de capital pour financer l'acquisition.

Divers : En janvier 2012, deux bandes des Premières nations ont investi chacune environ 6 millions \$ dans les capitaux propres de l'installation de stockage de gaz naturel liquéfié à Mount Hayes, ce qui représente une participation de 15 % dans la société en commandite Mount Hayes, FEVI détenant une participation de 85 % lui conférant le contrôle (note 22). Les participations ne donnant pas le contrôle détiennent des options de vente, qui, si elles étaient exercées, exigeraient de FEVI qu'elle rachète la participation de 15 % au comptant, conformément aux modalités de l'accord de partenariat.

En 2012, Caribbean Utilities a conclu des contrats d'achat de combustible principal et secondaire avec deux fournisseurs différents auprès desquels elle s'est engagée à acheter en vertu de chacun des contrats respectivement environ 60 % et 40 % du combustible diesel dont la société aura besoin pour alimenter la centrale diesel de Caribbean Utilities. Les quantités approximatives combinées selon les contrats, exprimées en millions de gallons impériaux, sur une base annuelle par exercice sont : 32,4 en 2013 et 18,9 en 2014. Les contrats viennent à échéance en juillet 2014, et comportent une option de renouvellement pour deux durées additionnelles de 18 mois. Les options de renouvellement ne peuvent être exercées que six mois après la date d'échéance des contrats existants.

FortisTCL 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.

Les passifs réglementaires à long terme de la Société, s'élevant à 681 millions \$ au 31 décembre 2012, ont été exclus du tableau des engagements ci-dessus, le calendrier final du règlement de nombreux passifs devant être de nouveau établi par l'organisme de réglementation ou les périodes de règlement n'étant pas connues à l'heure actuelle. La nature et le montant des passifs réglementaires à long terme sont présentés en détail à la note 7.

Les sociétés FortisBC Energy ont fourni des engagements aux clients visant à procurer du financement destiné à l'efficacité énergétique et aux économies d'énergie en vertu des programmes respectifs approuvés par la BCUC. Au 31 décembre 2012, un financement d'environ 5 millions \$ avait été confirmé aux clients.

35. 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. Compte tenu de la privation du contrôle sur les activités de la centrale, 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, y compris l'effet de change, de son investissement exproprié à titre d'autre actif à long terme dans le bilan consolidé.

En octobre 2011, Fortis a intenté une action auprès de la Cour suprême du Belize pour contester la constitutionnalité de l'expropriation de l'investissement de la Société dans Belize Electricity. Fortis a commandé une évaluation indépendante de son investissement exproprié et a soumis sa demande de dédommagement au gouvernement du Belize en novembre 2011. La valeur comptable de l'autre actif à long terme était inférieure à la juste valeur à la date de l'expropriation selon l'évaluation des experts indépendants. Le gouvernement du Belize a également demandé une évaluation de Belize Electricity qui est nettement inférieure à la fois à la juste valeur déterminée en vertu de l'évaluation de la Société et à la valeur comptable de l'autre actif à long terme. Bien que Fortis et les représentants et les conseillers indépendants du gouvernement du Belize aient discuté en 2012 des différences entre les hypothèses utilisées pour les évaluations, aucune discussion ne portait sur le montant de règlement d'un dédommagement.

En juillet 2012, la Cour suprême du Belize a rejeté la demande de la Société déposée en octobre 2011. En juillet 2012 également, Fortis a interjeté appel du jugement de la cour de première instance à la Cour d'appel du Belize. L'appel a été entendu en octobre 2012 et une décision est attendue. Toute décision de la Cour d'appel du Belize peut être portée en appel à la Cour de justice des Caraïbes, la plus haute cour d'appel du Belize en matière de justice.

Fortis croit que cette affaire, jugée devant les cours du Belize, est solide et appuie l'inconstitutionnalité de l'expropriation. Il existe toutefois une possibilité raisonnable que l'issue du litige soit défavorable à la Société et que le montant du dédommagement qui serait versé à Fortis en vertu de la loi qui exproprie Belize Electricity soit inférieur à la valeur comptable de l'investissement exproprié dans Belize Electricity. La valeur comptable s'établissait à 104 millions \$, y compris l'effet de change, au 31 décembre 2012 (106 millions \$ au 31 décembre 2011). Si l'expropriation est déclarée inconstitutionnelle, la nature du dédommagement qui pourrait être accordé à Fortis ne peut être établi à l'heure actuelle, par exemple : i) l'ordonnance de rendre les actions à Fortis et/ou l'attribution de dommages-intérêts; ou ii) l'ordonnance d'un dédommagement à verser à Fortis en raison de l'inconstitutionnalité de l'expropriation des actions. D'après les informations actuellement disponibles, l'autre actif à long terme n'était pas réputé avoir subi de dépréciation au 31 décembre 2012. Fortis continuera de le soumettre à un test de dépréciation à chaque période financière, en évaluant les issues des procédures judiciaires ou un règlement négocié de dédommagement, le cas échéant. Tout en continuant de contester la constitutionnalité de l'expropriation, Fortis étudie aussi des solutions de rechange pour obtenir un dédommagement équitable, y compris un dédommagement en vertu du traité bilatéral d'investissement conclu entre le Belize et le Royaume-Uni.

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 de papier journal de Grand Falls-Windsor a été fermée le 12 février 2009. Par la suite, Nalcor Energy, société d'État, 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. La valeur comptable de l'investissement net de la Société dans la société Exploits comptabilisée à titre d'autres actifs à long terme dans le bilan consolidé est d'environ 4 millions \$. Des discussions sont en cours entre Fortis Properties et Nalcor Energy relativement aux questions liées à l'expropriation.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

36. 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 défavorable 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.

Fortis

En mai 2012, CH Energy Group et Fortis ont conclu un accord de règlement proposé avec l'avocat des actionnaires demandeurs relativement à plusieurs actions à l'encontre de Fortis et d'autres défendeurs intentées ou transférées devant la Cour suprême de l'État de New York, comté de New York, au sujet de l'acquisition proposée de CH Energy Group par Fortis. Les demandeurs alléguent de façon générale que les administrateurs de CH Energy Group ont manqué à leurs obligations de fiduciaires quant à l'acquisition proposée et que CH Energy Group, Fortis, FortisUS Inc. et Cascade Acquisition Sub Inc. auraient aidé ou encouragé ce manquement. L'accord de règlement doit être approuvé par la Cour.

FHI

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

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. FHI a été informée que tous les points en litige étaient maintenant réglés et l'action en justice a été rejetée par une ordonnance sur consentement.

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 15 millions \$, ainsi que des intérêts pré-jugement, sans les quantifier en détail. De plus, des propriétaires fonciers ont déposé et signifié des brefs et des déclarations distincts datés du 19 août 2005 et du 22 août 2005, en rapport avec cette même affaire, lesquels sont maintenant réglés. FortisBC Electric et ses assureurs continuent de contester les réclamations du gouvernement de la Colombie-Britannique. 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 à cet égard.

En juin 2012, le gouvernement de la Colombie-Britannique a intenté une action en son nom et au nom d'environ 17 propriétaires devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique pour des dommages subis en raison d'un glissement de terrain causé par la rupture d'un barrage à Oliver, en Colombie-Britannique, en 2010. Le gouvernement de la Colombie-Britannique fait valoir que la rupture du barrage a été causée par l'utilisation par les défendeurs, dont FortisElectric fait partie, d'une route sur le barrage. Le gouvernement de la Colombie-Britannique estime que ses dommages et les dommages des propriétaires au nom desquels il a intenté l'action sont d'environ 15 millions \$. Bien que FortisBC Electric n'ait pas reçu signification, la société de services publics a retenu les services d'un avocat et a communiqué avec ses assureurs. 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 à cet égard.

37. 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 se présentent comme suit :

- i) Au cours du premier trimestre de 2012, les obligations financières au 31 décembre 2011, auparavant classées dans la dette à court terme et à long terme, ont été reclassées dans les obligations liées aux contrats de location-acquisition et les obligations financières à court terme et à long terme. Une diminution respectivement de 4 millions \$ et 120 millions \$ de la dette à court terme et de la dette à long terme en a résulté, de même qu'une augmentation correspondante des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières à court terme et à long terme.
- ii) Au cours du quatrième trimestre de 2012, la Société a changé sa présentation de la provision cumulée pour le produit tiré de la récupération à la cession d'immobilisations corporelles de services publics, auparavant présentée à titre de passifs réglementaires à long terme, pour la présenter à titre d'amortissement cumulé. Le changement a été appliqué rétrospectivement, les soldes au 31 décembre 2011 ayant été retraités. Par suite de ce changement de présentation au quatrième trimestre, les passifs réglementaires à long terme et les immobilisations de services publics ont augmenté, alors que l'amortissement cumulé a diminué de 59 millions \$ (50 millions \$ au 31 décembre 2011) et que les passifs réglementaires à long terme et les passifs d'impôts reportés à long terme ont augmenté respectivement de 6 millions \$ (6 millions \$ au 31 décembre 2011).
- iii) Au cours du quatrième trimestre de 2012, la Société a changé sa présentation des impôts reportés liés aux coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, auparavant présentés à titre de passifs réglementaires à long terme, pour les présenter à titre de passifs d'impôts reportés. Le changement de présentation a été appliqué rétrospectivement, les soldes au 31 décembre 2011 ayant été retraités. Par suite de ce changement de présentation au quatrième trimestre, les passifs réglementaires à long terme ont augmenté de 52 millions \$ (51 millions \$ au 31 décembre 2011), les actifs réglementaires à long terme ont augmenté de 31 millions \$ (30 millions \$ au 31 décembre 2011) et les passifs d'impôts reportés à long terme ont diminué de 21 millions \$ (21 millions \$ au 31 décembre 2011).
- iv) Au cours du quatrième trimestre de 2012, la Société a changé sa présentation des impôts reportés liés aux actifs et aux passifs réglementaires des sociétés FortisBC Energy. Le changement de présentation a été appliqué rétrospectivement, les soldes au 31 décembre 2011 ayant été retraités, et a entraîné le reclassement de divers actifs et passifs réglementaires au compte de report réglementaire des impôts reportés désignés précisément pour les actifs et passifs réglementaires (note 7 i)). Par suite de ce changement de présentation au quatrième trimestre, les passifs réglementaires à long terme et les actifs réglementaires à long terme ont diminué respectivement d'environ 40 millions \$ (37 millions \$ au 31 décembre 2011) et les passifs réglementaires à court terme et les actifs réglementaires à court terme ont augmenté respectivement de 3 millions \$ (7 millions \$ au 31 décembre 2011).
- v) Au cours du quatrième trimestre de 2012, le passif au titre des économies d'impôts non constatées, auparavant classé dans les autres passifs à long terme, a été reclassé dans les impôts reportés à long terme. Ce changement a entraîné une diminution des autres passifs à long terme de 16 millions \$ (22 millions \$ au 31 décembre 2011) et une augmentation correspondante des impôts reportés à long terme.
- vi) Au cours du quatrième trimestre de 2012, le passif des régimes de retraite à prestations déterminées au 31 décembre 2011, auparavant classé à titre de créditeurs et autres passifs à court terme, a été reclassé dans les autres passifs à long terme, ce qui a donné lieu à une diminution des créditeurs et autres passifs à court terme de 13 millions \$ et à une augmentation correspondante des autres passifs à long terme.

Rétrospective financière

États des résultats (en millions \$)	2012 ¹⁾	2011 ¹⁾²⁾	2010 ¹⁾
Produits d'exploitation	3 654	3 738	3 647
Coûts de l'approvisionnement énergétique et charges d'exploitation	2 390	2 547	2 448
Amortissement	470	416	406
Autres revenus, montant net	4	38	13
Frais financiers	366	363	359
Impôts sur les bénéfices	61	84	72
Bénéfice net	371	366	375
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	9	9	10
Bénéfice net attribuable aux actionnaires privilégiés	47	46	45
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	315	311	320
Bilans (en millions \$)			
Actifs à court terme	1 093	1 132	1 205
Écart d'acquisition	1 568	1 565	1 561
Autres actifs à long terme	1 715	1 580	1 309
Immobilisations de services publics, biens productifs et actifs incorporels	10 574	9 937	9 336
Total de l'actif	14 950	14 214	13 411
Passifs à court terme	1 308	1 305	1 491
Autres passifs à long terme	2 449	2 281	1 977
Dette à long terme (excluant la tranche à court terme)	5 783	5 685	5 616
Actions privilégiées (classées comme dette)	–	–	–
Total du passif	9 540	9 271	9 084
Capitaux propres	5 410	4 943	4 327
Flux de trésorerie (en millions \$)			
Activités d'exploitation	976	915	742
Activités d'investissement	1 080	1 115	980
Activités de financement	396	386	451
Dividendes, excluant les dividendes sur actions privilégiées classées comme dette	225	206	189
Statistiques financières			
Rendement des capitaux propres moyens attribuable aux actionnaires ordinaires (%)	8,06	8,79	10,06
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)	55,3	57,1	60,4
Actions privilégiées (classées à la fois comme dette et comme capitaux propres)	9,7	8,3	8,7
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	35,0	34,6	30,9
Ratio de couverture des intérêts (multiple)			
Dette	2,0	2,0	2,0
Total des charges fixes	2,0	2,0	2,0
Total des dépenses en immobilisations brutes (en millions \$)	1 130	1 171	1 071
Données sur les actions ordinaires			
Valeur comptable par action (fin de l'exercice) (\$)	20,84	20,25	18,65
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en millions)	190,0	181,6	172,9
Résultat de base par action ordinaire (\$)	1,66	1,71	1,85
Dividendes déclarés par action ordinaire (\$)	1,210	1,170	1,410
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	1,200	1,160	1,120
Ratio dividende/bénéfice (%)	72,3	67,8	60,5
Ratio cours/bénéfice (multiple)	20,6	19,5	18,4
Sommaire des données de négociation des actions (TSX)			
Haut (\$)	34,98	35,45	34,54
Bas (\$)	31,70	28,24	21,60
Cours de clôture (\$)	34,22	33,37	33,98
Volume (en milliers)	115 962	126 341	120 855

¹⁾ L'information financière pour les exercices 2010 à 2012 a été préparée conformément aux PCGR des États-Unis. L'information financière datant d'avant 2010 a été préparée conformément aux PCGR du Canada.

²⁾ Certains chiffres correspondants de 2011 ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de la période considérée. Voir la note 37 des états financiers consolidés annuels de 2012 pour plus d'information.

³⁾ En date du 31 décembre 2006, la provision réglementaire pour coûts d'enlèvement non liés à la mise hors service d'immobilisations 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 Electric en raison d'un changement de présentation adopté par FortisBC Electric en date du 31 décembre 2009.

Rétrospective financière

2009	2008	2007	2006 ³⁾	2005 ³⁾	2004	2003
3 641	3 907	2 718	1 472	1 441	1 146	843
2 577	2 859	1 904	939	926	766	579
364	348	273	178	158	114	62
10	–	8	2	10	–	–
369	363	299	168	154	122	86
49	65	36	32	70	47	38
292	272	214	157	143	97	78
12	13	15	8	6	6	4
18	14	6	2	–	–	–
262	245	193	147	137	91	74
1 124	1 150	1 038	405	299	293	191
1 560	1 575	1 544	661	512	514	65
917	487	424	331	471	418	345
8 538	7 954	7 276	4 049	3 315	2 713	1 563
12 139	11 166	10 282	5 446	4 597	3 938	2 164
1 592	1 697	1 804	558	412	538	296
1 325	763	732	508	503	164	62
5 239	4 848	4 588	2 532	2 110	1 879	1 031
320	320	320	320	320	320	123
8 476	7 628	7 444	3 918	3 345	2 901	1 512
3 663	3 538	2 838	1 528	1 252	1 037	652
681	661	373	263	304	272	157
1 045	852	2 033	634	467	1 026	308
563	387	1 826	456	224	777	232
176	191	146	77	64	51	38
8,41	8,70	10,00	11,87	12,40	11,28	12,30
60,2	59,5	64,3	61,1	58,7	61,4	60,0
6,9	7,3	5,2	10,0	8,6	9,4	6,7
32,9	33,2	30,5	28,9	32,7	29,2	33,3
1,9	1,9	1,9	2,2	2,5	2,3	2,2
1,8	1,8	1,7	2,0	2,1	2,0	2,1
1 024	935	803	500	446	279	208
18,61	17,97	16,69	12,19	11,74	10,45	8,82
170,2	157,4	137,6	103,6	101,8	84,7	69,3
1,54	1,56	1,40	1,42	1,35	1,07	1,06
0,780	1,010	0,880	0,700	0,605	0,548	0,525
1,040	1,000	0,820	0,670	0,588	0,540	0,520
67,5	64,1	58,6	47,2	43,7	50,3	48,9
18,6	15,8	20,7	21,0	18,0	16,2	13,9
29,24	29,94	30,00	30,00	25,64	17,75	15,24
21,52	20,70	24,50	20,36	17,00	14,23	11,63
28,68	24,59	28,99	29,77	24,27	17,38	14,73
121 162	132 108	100 920	60 094	37 706	29 254	31 180

Renseignements pour les investisseurs

Dates prévues de versement des dividendes* et de publication des résultats

Dates de fermeture des registres

17 mai 2013	16 août 2013
15 novembre 2013	14 février 2014

Dates de versement des dividendes

1 ^{er} juin 2013	1 ^{er} septembre 2013
1 ^{er} décembre 2013	1 ^{er} mars 2014

Dates de publication des résultats

7 mai 2013	1 ^{er} août 2013
1 ^{er} novembre 2013	6 février 2014

* La déclaration et le versement des dividendes doivent être approuvés par le conseil d'administration.

Agent des transferts et agent comptable des registres

La Société de fiducie Computershare du Canada (« Computershare ») est chargée de la tenue du registre des actionnaires et de l'émission, du transfert et de l'annulation des certificats d'actions. Les transferts peuvent être effectués à ses bureaux de Halifax, Montréal et Toronto. Computershare distribue aussi les dividendes et diffuse les communications aux actionnaires. Toute question à ce sujet et toute correction aux renseignements personnels des actionnaires doivent être adressées à l'agent des transferts.

Société de fiducie Computershare du Canada

9th Floor, 100 University Avenue
Toronto (Ont.) M5J 2Y1
Téléphone : 514 982 7555 ou 1 866 586 7638
Télécopieur : 416 263 9394 ou 1 888 453 0330
Site Web : www.investorcentre.com/fortisinc

Dépôt direct des dividendes

Les actionnaires peuvent bénéficier du service de dépôt direct électronique de leurs dividendes au compte de l'institution bancaire canadienne de leur choix en communiquant avec l'agent des transferts.

Rapport annuel envoyé en double

Malgré nos efforts, certains actionnaires peuvent recevoir plus d'un exemplaire du rapport annuel parce qu'ils ont plusieurs comptes d'actions. Les actionnaires désireux de consolider ces comptes sont priés de communiquer avec l'agent des transferts.

Désignation à titre de dividendes admissibles

Aux fins des nouvelles dispositions en matière de crédit d'impôt pour dividendes contenues dans la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et dans toute législation fiscale provinciale ou territoriale applicable, tous les dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées versés par Fortis à des résidents du Canada après le 31 décembre 2005 sont désignés comme des « dividendes admissibles ». À moins d'indication contraire, tous les dividendes versés par Fortis après cette date sont désignés comme des « dividendes admissibles » aux fins de la législation susmentionnée.

Assemblée annuelle

Jeudi 9 mai 2013
10 h 30
Holiday Inn St. John's
180 Portugal Cove Road
St. John's (T.-N.-L.)
Canada

Régimes de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions par les consommateurs

Fortis offre aux actionnaires ordinaires un régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »)¹⁾ et un régime d'achat d'actions par les consommateurs (« RAAC »)²⁾ pour inciter les actionnaires ordinaires 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, les actions privilégiées de premier rang, série H, les actions privilégiées de premier rang, série J, et les reçus de souscription 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, FTS.PR.H, FTS.PR.J et FTS.R.

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

Photographie :

Sergei Belski, Calgary (Alb.)

Ka-Kei Law Creative, Vancouver (C.-B.)

Larry Doell, Rossland (C.-B.)

Roy White Photography, Calgary (Alb.)

Sheppard Case Architects, 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,

The Churchill Corporation

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 d'audit
- * Comité des ressources humaines
- ★ Comité de gouvernance et des candidatures

Pour consulter les biographies des membres du conseil d'administration, visitez www.fortisinc.com.

FORTIS INC.

The Fortis Building
Suite 1201, 139 Water Street
C.P. 8837
St. John's (T.-N.-L.), Canada A1B 3T2

Téléphone : 709 737 2800
Télécopieur : 709 737 5307

www.fortisinc.com
TSX : FTS

