



**NOTICE ANNUELLE**

**POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2014**

**Le 18 février 2015**

**NOTICE ANNUELLE  
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2014**

**TABLE DES MATIÈRES**

1.0	STRUCTURE DE L'ENTREPRISE.....	8
1.1	Dénomination et constitution .....	9
1.2	Liens intersociétés .....	10
2.0	ÉVOLUTION GÉNÉRALE DES ACTIVITÉS .....	11
2.1	Historique sur les trois derniers exercices .....	11
2.2	Perspectives.....	12
3.0	DESCRIPTION DES ACTIVITÉS.....	14
3.1	Services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis .....	14
3.1.1	UNS Energy.....	14
3.1.2	Central Hudson.....	19
3.2	Services publics réglementés de gaz au Canada .....	22
3.2.1	Sociétés FortisBC Energy .....	22
3.3	Services publics réglementés d'électricité au Canada.....	25
3.3.1	FortisAlberta.....	25
3.3.2	FortisBC Electric.....	27
3.3.3	Entreprises de services publics d'électricité dans l'Est du Canada .....	30
3.4	Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes .....	33
3.5	Activités non réglementées – Fortis Generation .....	35
3.6	Activités non réglementées – Autres que de services publics .....	36
4.0	RÉGLEMENTATION .....	39
5.0	ENVIRONNEMENT .....	39
6.0	FACTEURS DE RISQUE.....	45
7.0	DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA STRUCTURE DU CAPITAL-ACTIONS .....	45
8.0	NOTATIONS .....	52
9.0	MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES .....	55
10.0	ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS .....	58
11.0	COMITÉ D'AUDIT .....	63
11.1	Formation et expérience .....	63
11.2	Mandat du comité d'audit .....	64
11.3	Politiques et procédures d'approbation préalable.....	67
11.4	Honoraires de l'auditeur externe.....	67
12.0	AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES .....	68
13.0	AUDITEURS.....	68
14.0	RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES.....	68

## DÉFINITIONS DE CERTAINS TERMES ET EXPRESSIONS

---

Certains termes et expressions utilisés dans la présente notice annuelle de 2014 sont définis ci-dessous :

- « **ACC** » s'entend de l'organisme appelé Arizona Corporation Commission;
- « **Accord énergétique de l'Î.-P.-É.** » s'entend de l'accord énergétique de l'Île-du-Prince-Édouard.
- « **ACE** » s'entend de l'Association canadienne de l'électricité;
- « **Algoma Power** » s'entend d'Algoma Power Inc.;
- « **AUC** » s'entend de l'organisme appelé Alberta Utilities Commission;
- « **auditeur externe** » s'entend du cabinet de comptables professionnels agréés, inscrit auprès du Conseil canadien sur la reddition de comptes ou de son remplaçant, nommé par les actionnaires de la société pour exercer les fonctions d'auditeur externe de la société;
- « **BC Hydro** » s'entend de l'organisme appelé BC Hydro and Power Authority;
- « **BCUC** » s'entend de l'organisme appelé British Columbia Utilities Commission;
- « **BECOL** » s'entend de Belize Electric Company Limited;
- « **Belize Electricity** » s'entend de Belize Electricity Limited;
- « **BEPC** » s'entend de Brilliant Expansion Power Corporation;
- « **Bourse TSX** » s'entend de la Bourse de Toronto;
- « **BPC** » s'entend de Brilliant Power Corporation;
- « **CAAEC** » s'entend de la clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible;
- « **CAE** » s'entend d'un contrat d'achat d'électricité;
- « **Caribbean Utilities** » s'entend de Caribbean Utilities Company, Ltd.;
- « **CCC** » s'entend de la convention de la centrale Canal;
- « **Central Hudson** » s'entend de Central Hudson Gas & Electric Corporation;
- « **CEO** » s'entend de la Commission de l'énergie de l'Ontario;
- « **chef de la direction** » s'entend du chef de la direction de la société;
- « **CH Energy Group** » s'entend de CH Energy Group Inc.;
- « **Compagnie d'énergie Niagara** » s'entend de Compagnie canadienne d'énergie Niagara;
- « **conseil** » s'entend du conseil d'administration de la société;
- « **Cornwall Electric** » s'entend de Cornwall Street Railway, Light and Power Company, Limited;
- « **CPC/CBT** » s'entend de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust;
- « **CSJ** » s'entend de la centrale San Juan;
- « **date du versement final** » s'entend de la date à laquelle le second et dernier versement à l'égard des débentures convertibles a été payé, soit le 27 octobre 2014;

« **DBRS** » s'entend de DBRS Limited;

« **débetures convertibles** » s'entend des débetures subordonnées convertibles non garanties à 4 % représentées par des reçus de versement d'un montant en capital global de 1,8 milliard de dollars que la société a émises en janvier 2014;

« **DEC** » s'entend du Department of Environmental Conservation de l'État de New York;

« **direction** » s'entend, collectivement, des membres de la haute direction de la société;

« **ECEW** » s'entend de l'entente sur la capacité de l'Expansion Waneta;

« **Énergie NB** » s'entend de Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick;

« **entreprises de services publics d'électricité dans l'Est du Canada** » s'entend, collectivement, des activités de Newfoundland Power, de Maritime Electric et de FortisOntario;

« **EPA** » s'entend de l'organisme des États-Unis appelé Environmental Protection Agency;

« **ERA** » s'entend de l'organisme des îles Caïman appelé Electricity Regulatory Authority;

« **états financiers consolidés audités pour 2014** » s'entend des états financiers consolidés audités de la société aux 31 décembre 2014 et 2013 et pour les exercices clos à ces dates et des notes afférentes à ceux-ci;

« **Expansion Waneta** » s'entend de la centrale hydroélectrique de 335 mégawatts qui est construite à côté de la centrale Waneta actuelle sur la rivière Pend d'Oreille, en Colombie-Britannique;

« **FAES** » s'entend de FortisBC Alternative Energy Services Inc.;

« **FEI** » s'entend de FortisBC Energy Inc.;

« **FERC** » s'entend de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis;

« **FEVI** » s'entend de FortisBC Energy (Vancouver Island) Inc.;

« **FEWI** » s'entend de FortisBC Energy (Whistler) Inc.;

« **FHI** » s'entend de FortisBC Holdings Inc., société mère de FEI, de FEVI et de FEWI;

« **FIOE** » s'entend de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité;

« **Fitch** » s'entend de Fitch Ratings Inc.;

« **Fortis** » s'entend de Fortis Inc.;

« **FortisAlberta** » s'entend de FortisAlberta Inc.;

« **FortisAlberta Holdings** » s'entend de FortisAlberta Holdings Inc.;

« **FortisBC Electric** » s'entend, collectivement, des activités de FortisBC Inc. et de celles de sa société mère, FortisBC Pacific Holdings Inc., mais à l'exclusion de sa société de personnes en propriété exclusive, Walden Power Partnership;

« **FortisBC Pacific Holdings** » s'entend de FortisBC Pacific Holdings Inc.

« **Fortis Generation East Partnership** » s'entend de Fortis Generation East LLP;

« **FortisOntario** » s'entend, collectivement, des activités de Compagnie d'énergie Niagara, de Cornwall Electric et d'Algoma Power.

« **Fortis Properties** » s'entend de Fortis Properties Corporation;

« **FortisTCI** » s'entend de FortisTCI Limited;

« **Fortis Turks and Caicos** » s'entend, collectivement, de FortisTCI et de Turks and Caicos Utilities Limited;

« **FortisUS** » s'entend de FortisUS Inc.;

« **FortisUS Energy** » s'entend de FortisUS Energy Corporation;

« **FortisUS Holdings** » s'entend de FortisUS Holdings Nova Scotia Limited;

« **FortisWest** » s'entend de FortisWest Inc.;

« **Four Corners** » s'entend de la centrale Four Corners;

« **fusion de FortisBC** » s'entend de la fusion, en date du 31 décembre 2014, de FEI, de FEVI, de FEWI et d'une ou de plusieurs sociétés non exploitantes;

« **GES** » s'entend des gaz à effet de serre;

« **GNL** » s'entend de gaz naturel liquéfié;

« **Griffith** » s'entend de Griffith Energy Services, Inc.;

« **GWh** » s'entend d'un ou de plusieurs gigawattheures;

« **Hydro One** » s'entend de Hydro One Networks Inc.;

« **Î.-P.-É.** » s'entend de l'Île-du-Prince-Édouard;

« **ISO** » s'entend de l'Organisation internationale de normalisation;

« **Maritime Electric** » s'entend de Maritime Electric Company, Limited;

« **Moody's** » s'entend de Moody's Investors Service;

« **MW** » s'entend d'un ou de plusieurs mégawatts;

« **MWh** » s'entend d'un ou de plusieurs mégawattheures;

« **Newfoundland Hydro** » s'entend de Newfoundland and Labrador Hydro Corporation;

« **Newfoundland Power** » s'entend de Newfoundland Power Inc.;

« **notice annuelle de 2014** » s'entend de la présente notice annuelle de la société relative à l'exercice terminé le 31 décembre 2014;

« **NYISO** » s'entend du New York Independent System Operator;

« **ONE** » s'entend de l'Office national de l'énergie;

« **partenariat Waneta** » s'entend de la société en commandite Expansion Waneta formée de CPC/CBT et de Fortis;

« **PCB** » s'entend du biphényle polychloré;

« **PCGR des États-Unis** » s'entend des principes comptables généralement reconnus aux États-Unis;

« **PGRP** » s'entend du plan de gestion du risque lié aux prix;

- « **PIRAG** » s'entend du programme incitatif de rationalisation des approvisionnements en gaz;
- « **PJ** » s'entend d'un ou de plusieurs pétajoules;
- « **Point Lepreau** » s'entend de la centrale nucléaire Point Lepreau d'Énergie NB;
- « **PSC** » s'entend de l'organisme de l'État de New York appelé Public Service Commission;
- « **PUB** » s'entend de l'organisme de Terre-Neuve-et-Labrador appelé Board of Commissioners of Public Utilities;
- « **rapport de gestion** » s'entend du rapport de gestion de la société préparé conformément au *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*, à l'égard des états financiers consolidés annuels de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014;
- « **RCP** » du taux de rendement des capitaux propres en actions ordinaires;
- « **reçus de versement** » s'entend des reçus de versement représentant les débentures convertibles;
- « **S&P** » s'entend des services de notation de Standard & Poor's;
- « **SCFP** » s'entend du Syndicat canadien de la fonction publique;
- « **SEDAR** » s'entend du Système électronique de données, d'analyse et de recherche;
- « **SEPB** » s'entend du Syndicat canadien des employées et employés professionnels et de bureau;
- « **SGE** » s'entend des systèmes de gestion environnementale;
- « **SIERE** » s'entend de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario;
- « **SJCC** » s'entend de San Juan Coal Company;
- « **société** » s'entend de Fortis Inc.;
- « **sociétés FortisBC Energy** » s'entend de FortisBC Energy Inc., la société issue de la fusion de FortisBC;
- « **Spectra Energy** » s'entend de Westcoast Energy Inc. faisant affaires sous la dénomination Spectra Energy Transmission;
- « **TAR** » s'entend de la méthodologie de tarification axée sur le rendement;
- « **Teck Metals** » s'entend de Teck Metals Ltd.;
- « **TEP** » s'entend de Tucson Electric Power Company;
- « **TJ** » s'entend d'un ou de plusieurs térajoules;
- « **TransCanada** » s'entend de TransCanada Pipelines Limited;
- « **TUAC** » s'entend de l'Union internationale des travailleurs et travailleuses unis de l'alimentation et du commerce;
- « **UGM** » s'entend d'une usine de gaz manufacturé;
- « **UNS Electric** » s'entend de UNS Electric, Inc.;
- « **UNS Energy** » s'entend, collectivement, des activités de TEP, de UNS Electric et de UNS Gas;
- « **UNS Gas** » s'entend de UNS Gas, Inc.;

« **USW** » s'entend du Syndicat des Métallos;

« **UUWA** » s'entend de l'organisme appelé United Utility Workers' Association of Canada;

« **Walden** » s'entend de la société de personnes Walden Power Partnership; et

« **Whistler** » s'entend de la municipalité de villégiature de Whistler.

## 1.0 STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

---

La notice annuelle de 2014 a été préparée conformément au *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*. L'information financière a été préparée selon les PCGR des États-Unis et elle est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire.

À moins d'indication contraire, les renseignements contenus dans la notice annuelle de 2014 sont en date du 31 décembre 2014.

*Dans la notice annuelle de 2014, Fortis a inclus de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada (l'« information prospective »). L'objectif de l'information prospective est de communiquer les attentes de la direction en ce qui a trait à la croissance future de la société, aux résultats des activités, au rendement, aux possibilités et aux occasions d'affaires. Il est donc possible qu'elle ne convienne à aucune autre fin. Toute l'information prospective est soumise aux conditions de la « règle refuge » des lois sur les valeurs mobilières canadiennes applicables. Les mots « prévoit », « croit », « établit au budget », « pourrait », « estime », « s'attend », « entend », « peut », « devrait », « projette », « devrait », « fera », « ferait » et les expressions similaires visent souvent à identifier de l'information prospective, bien que l'information prospective ne contienne pas tous ces mots d'identification. L'information prospective reflète les attentes actuelles de la direction et est fondée sur les renseignements présentement à la portée de la direction de la société. L'information prospective dans la notice annuelle de 2014, y compris le rapport de gestion de 2014 intégré aux présentes par renvoi, inclut, notamment, des énoncés sur ce qui suit : l'examen, par la société, des options stratégiques à l'égard de son entreprise hôtelière et immobilière commerciale; l'hypothèse que la propriété et l'exploitation d'entreprises de services publics réglementés demeureront l'activité principale de Fortis; l'orientation principale de la société, au Canada et aux États-Unis, sur l'acquisition d'entreprises de services publics réglementés; les dépenses en immobilisations prévues dans le secteur canadien de l'électricité au cours de la période de 20 ans allant jusqu'en 2030 afin de maintenir la fiabilité des réseaux; l'attente selon laquelle UNS Energy sera en mesure de satisfaire les besoins de sa clientèle et de répondre à la demande de pointe future; l'attente selon laquelle il y aura une importante réduction de l'utilisation du charbon dans certaines installations de production de UNS Energy d'ici 2020; les bases tarifaires de mi-exercice prévues de 2015 à 2019 de la société à l'égard des plus grandes entreprises de services publics réglementés de la société; le moment prévu du dépôt des demandes réglementaires et de la réception des décisions des autorités de réglementation; les dépenses en immobilisations brutes consolidées prévisionnelles de la société pour 2015 et au total pour la période de cinq exercices allant de 2015 à 2019; les dépenses en immobilisations prévues pour UNS Energy au cours de la période allant de 2015 à 2018; l'attente selon laquelle UNS Electric réussira à acquérir une capacité de production d'énergie solaire dans le comté de Mohave, en Arizona; les diverses occasions d'investissement dans le secteur du gaz naturel pouvant être à la portée de la société; la nature, la répartition dans le temps et le coût prévu de certains projets d'immobilisations, notamment l'Expansion Waneta, l'agrandissement de l'usine de gaz naturel liquéfié de Tilbury, le prolongement du pipeline Woodfibre, l'aménagement d'une centrale au diesel à l'île Grand Caiman et le projet de transport Pinal en Arizona; la probabilité que d'importants programmes de dépenses en immobilisations de la société soutiennent la croissance continue du bénéfice et des dividendes; la garantie selon laquelle les projets d'immobilisations que les entreprises de services publics réglementés jugent nécessaires ou ont exécutés seront autorisés ou que des conditions ne seront pas imposées pour l'obtention de telles autorisations; la probabilité que les entreprises de services publics réglementés de la société connaissent des perturbations et des hausses de coûts si elles ne sont pas en mesure de maintenir leur actif; l'hypothèse que les besoins de liquidités liés à la réalisation des programmes d'immobilisations des filiales seront pourvus grâce à une combinaison des flux de trésorerie provenant de l'exploitation, d'emprunts sur les facilités de crédit, d'injections de capitaux par Fortis et d'émissions de titres de créance à long terme; la capacité escomptée des filiales de la société d'obtenir les fonds nécessaires au financement de leurs programmes de dépenses en immobilisations de 2015, leurs coûts d'exploitation et d'intérêt et les versements de dividendes; les échéances et les remboursements prévus de la dette à long terme consolidée en 2015 et en moyenne, annuellement, au cours des cinq prochains exercices; l'hypothèse selon laquelle la société et ses filiales continueront d'avoir un accès raisonnable à des capitaux à court et à long termes; l'hypothèse que les facilités de crédit disponibles conjuguées à un 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 au marché financier; l'attente selon laquelle la société et ses filiales continueront de respecter les engagements relatifs à la dette en 2015; l'intention de la direction de couvrir les fluctuations futures des taux de change et de surveiller son exposition aux monnaies étrangères; l'incidence des progrès technologiques et des nouvelles normes d'efficacité énergétique sur les résultats d'exploitation de la société; l'incidence des lois et des règlements nouveaux ou révisés en matière d'environnement sur les résultats d'exploitation de la société; l'attente selon laquelle tout passif lié à des actions en justice en cours n'aura pas d'incidence défavorable importante sur la situation financière et les résultats d'exploitation consolidés de la société; la conviction que la société a une cause et des arguments solides et bien étouffés à l'appui du caractère inconstitutionnel de l'expropriation du placement de la société au Belize; et l'attente selon laquelle l'adoption de prises de position comptables futures n'aura pas d'incidence importante sur les états financiers consolidés audités pour 2014 de la société.*

*Les prévisions et projections qui sous-tendent l'information prospective sont fondées sur des hypothèses qui comprennent, sans s'y limiter : des perspectives favorables pour la vente potentielle d'actifs ou d'actions dans le secteur des hôtels et des propriétés immobilières commerciales; la réception des approbations réglementaires nécessaires et des ordonnances tarifaires demandées, sans que les principales décisions réglementaires reçues soient défavorables, ainsi que les attentes en matière de stabilité réglementaire; la capacité de FortisAlberta à continuer de recouvrer ses coûts de service et à réaliser son taux de RCP autorisé en vertu de la tarification axée sur le rendement, laquelle est entrée en vigueur pour une période de cinq ans commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2013; l'absence de variation importante des taux d'intérêt; l'absence de perturbations importantes de l'exploitation ou de passifs environnementaux importants attribuables à un sinistre ou à un bouleversement de l'environnement dû à des conditions climatiques difficiles, à d'autres phénomènes naturels ou à un événement majeur; la capacité continue de la société à entretenir les réseaux d'électricité et de gaz afin d'assurer leur rendement continu; l'absence d'une détérioration grave et prolongée de la conjoncture économique; l'absence d'une baisse importante des dépenses en immobilisations; l'absence de dépassement important des coûts en immobilisations et de financement du projet à l'égard des travaux de construction de l'Expansion Waneta non réglementée; des liquidités et des sources de financement suffisantes; l'hypothèse selon laquelle la société recevra du gouvernement du Belize une indemnisation appropriée à l'égard de la juste valeur de l'investissement de la société dans Belize Electricity qui a fait l'objet d'une expropriation par le gouvernement du Belize; l'hypothèse selon laquelle BECOL ne sera pas expropriée par le gouvernement du Belize; le maintien de mécanismes approuvés par les autorités de réglementation qui permettent de transférer les coûts du gaz naturel et de l'approvisionnement énergétique dans les tarifs imposés à la clientèle; la capacité de couvrir l'exposition à la variation des taux de change, des prix du gaz naturel, de l'électricité et du combustible; l'absence de défauts importants de la part de contreparties; le maintien à un niveau concurrentiel des prix du gaz naturel par*

*rapport à ceux de l'électricité et d'autres sources d'énergie alternatives; la disponibilité continue de l'approvisionnement en gaz naturel, en combustible et en électricité; le maintien de contrats d'approvisionnement en électricité et d'achat de capacité et leur approbation par les autorités de réglementation; la capacité de capitaliser les régimes de retraite à prestations déterminées, de produire les taux de rendement à long terme hypothétiques à l'égard de l'actif connexe et de récupérer la charge de retraite nette dans les tarifs imposés aux clients; l'absence de modifications importantes des plans énergétiques gouvernementaux et des lois environnementales qui pourraient avoir une incidence importante défavorable sur l'exploitation 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; les lois et règlements environnementaux nouveaux ou révisés n'auront pas une incidence importante sur les résultats d'exploitation; le maintien de couvertures d'assurance adéquates; la capacité d'obtenir et de maintenir des licences et permis; la conservation des territoires desservis existants; la capacité de présenter l'information conformément aux PCGR des États-Unis après 2018 ou l'adoption des normes internationales d'information financière après 2018 selon des modalités qui permettent la comptabilisation des actifs et des passifs réglementaires; le maintien du régime d'imposition différée du bénéfice tiré des activités de la société dans les Caraïbes; le maintien des infrastructures de technologies de l'information; le maintien de relations favorables avec les Premières nations; des relations de travail favorables; la capacité de la société d'évaluer selon une exactitude raisonnable le bien-fondé des instances judiciaires en cours et la responsabilité éventuelle s'y rapportant; et des ressources humaines suffisantes pour offrir des services et mettre en œuvre le programme d'immobilisations.*

*L'information prospective est soumise à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs par suite desquels les résultats réels pourraient différer considérablement des résultats historiques ou des résultats prévus par les renseignements prospectifs. Les facteurs susceptibles d'entraîner une variation des résultats ou des événements par rapport aux prévisions actuelles sont décrits à la rubrique « Gestion des risques d'affaires » du rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014 et dans les documents d'information continue déposés à l'occasion auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières. Les principaux facteurs de risque pour 2015 comprennent notamment l'incertitude entourant l'effet de la persistance de faibles taux d'intérêt sur le RCP autorisé des entreprises de services publics réglementés de la société; l'incertitude concernant le traitement de certaines dépenses en immobilisations à FortisAlberta selon le mécanisme de TAR nouvellement mis en place; le risque lié au montant de l'indemnité devant être versée à Fortis à l'égard de son investissement dans Belize Electricity qui a fait l'objet d'une expropriation par le gouvernement du Belize; le moment de la réception de l'indemnité et la capacité du gouvernement du Belize de verser l'indemnité qui est payable à Fortis.*

*Toute l'information prospective fournie dans la présente notice annuelle de 2014 est assujettie dans son intégralité aux mises en garde précitées et, sauf tel que la loi l'exige, la société n'assume aucune obligation de réviser ou de mettre à jour l'information prospective par suite de renseignements nouveaux, d'événements futurs ou autrement après la date des présentes.*

## **1.1 Dénomination et constitution**

Fortis est une société de portefeuille qui a été constituée le 28 juin 1977 sous la dénomination 81800 Canada Ltd. en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, et qui a été prorogée en vertu de la loi intitulée *Corporations Act* (Terre-Neuve-et-Labrador) le 28 août 1987.

Les statuts constitutifs de la société ont été modifiés : i) le 13 octobre 1987 afin de changer sa dénomination pour Fortis; ii) le 15 octobre 1987 de la même année afin d'y énoncer les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions ordinaires; iii) le 11 septembre 1990 afin de désigner 2 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série A; iv) le 22 juillet 1991 afin de remplacer les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions privilégiées de premier rang et aux actions privilégiées de deuxième rang; v) le 13 décembre 1995 afin de désigner 2 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série B; vi) le 27 mai 2003 afin de désigner 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série C; vii) le 23 janvier 2004 afin de désigner 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série D et d'actions privilégiées de premier rang, série E; viii) le 15 juillet 2005 afin de modifier les dispositions de rachat rattachées aux actions privilégiées de premier rang, série D, ix) le 22 septembre 2006 afin de désigner 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série F, x) le 20 mai 2008 afin de désigner 9 200 000 actions privilégiées de premier rang, série G; xi) le 20 janvier 2010, afin de désigner 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série H et 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série I xii) le 8 novembre 2012, afin de désigner 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série J; xiii) le 11 juillet 2013, afin de désigner 12 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série K et 12 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série L; et xiv) le 16 septembre 2014, afin de désigner 24 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série M et 24 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série N.

Fortis a racheté la totalité de ses actions privilégiées de premier rang, série A, de ses actions privilégiées de premier rang, série B et de ses actions privilégiées de premier rang, série C en circulation le 30 septembre 1997, le 2 décembre 2002 et le 10 juillet 2013, respectivement. Le 29 janvier 2004, Fortis a émis 8 000 000 d'unités privilégiées de premier rang, chaque unité étant constituée d'une action privilégiée de premier rang, série D et d'un bon de souscription. En 2004, 7 993 500 unités privilégiées de premier rang ont été converties en 7 993 500 actions privilégiées de premier rang, série E et 6 500 actions privilégiées de premier rang, série D demeuraient en circulation. Le 20 septembre 2005, les 6 500 actions privilégiées de premier rang, série D ont été rachetées par la société. Le 28 septembre 2006, Fortis a émis 5 000 000 d'actions privilégiées de

premier rang, série F. Le 23 mai 2008, la Fortis a émis 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série G et le 4 juin 2008, a émis un nombre additionnel de 1 200 000 actions privilégiées de premier rang, série G, par suite de la levée intégrale de l'option de surallocation concernant le placement des 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série G. Le 26 janvier 2010, Fortis a émis 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série H. Le 13 novembre 2012, Fortis a émis 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série J. Le 18 juillet 2013, Fortis a émis 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série K. Le 19 septembre 2014, Fortis a émis 24 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série M.

Le siège social de Fortis est situé à l'adresse suivante : Fortis Place, 5 Springdale Street, bureau 1100, C. P. 8837, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada, A1B 3T2. Le bureau enregistré de Fortis est situé à l'adresse suivante : The Fortis Building, 139 Water Street, bureau 1201, C.P. 8837, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada A1B 3T2.

## 1.2 Liens intersociétés

Fortis est l'une des plus importantes entreprises de services publics d'électricité et de gaz en Amérique du Nord. Le total de son actif dépasse 26 milliards de dollars, et son revenu pour l'exercice 2014 s'est établi à 5,4 milliards de dollars. Ses entreprises de services publics réglementés comptent pour environ 93 % du total de son actif et servent plus de 3 millions de clients au Canada et aux États-Unis, ainsi que dans les Caraïbes. Fortis est propriétaire d'actifs de production dans le secteur non réglementé de l'hydroélectricité au Canada, au Belize et dans le nord de l'État de New York. Les investissements dans les activités autres que de services publics de la société englobent des hôtels et des immeubles commerciaux au Canada.

Le tableau ci-dessous énumère les principales filiales de la société, leurs territoires de constitution et le pourcentage des droits de vote afférents aux titres comportant droit de vote détenus, directement ou indirectement, par la société au 18 février 2015. Ce tableau ne comprend pas certaines filiales dont l'actif total comptait individuellement pour moins de 10 % de l'actif consolidé de la société présenté en date du 31 décembre 2014, ou dont le total des produits comptait individuellement pour moins de 10 % des produits consolidés de la société pour 2014. En outre, l'ensemble des principales filiales comptaient pour quelque 86 % de l'actif consolidé de la société en date du 31 décembre 2014 et pour quelque 82 % de ses produits consolidés de 2014.

Principales filiales		
Filiale	Territoire de constitution	Pourcentage des droits de vote afférents aux titres comportant droit de vote détenus en propriété véritable par la société ou sur lesquels elle exerce une emprise
UNS Energy <sup>1)</sup>	État de l'Arizona, États-Unis	100
Central Hudson <sup>2)</sup>	État de New York, États-Unis	100
FHI	Colombie-Britannique, Canada	100
FortisAlberta <sup>3)</sup>	Alberta, Canada	100
FortisBC Inc. <sup>4)</sup>	Colombie-Britannique, Canada	100
Newfoundland Power	Terre-Neuve-et-Labrador, Canada	95 <sup>5)</sup>

<sup>1)</sup> UNS Energy, une société de l'État de l'Arizona, est propriétaire de toutes les actions de TEP, de UNS Electric et de UNS Gas. FortisUS, une société de l'État du Delaware, est propriétaire de toutes les actions de UNS Energy. FortisUS Holdings, une société canadienne, est propriétaire de toutes les actions de FortisUS. Fortis est propriétaire de toutes les actions de FortisUS Holdings.

<sup>2)</sup> CH Energy Group, une société de l'État de New York, est propriétaire de toutes les actions de Central Hudson. FortisUS, une société de l'État du Delaware, est propriétaire de toutes les actions de CH Energy Group. FortisUS Holdings, une société canadienne, est propriétaire de toutes les actions de FortisUS. Fortis est propriétaire de toutes les actions de FortisUS Holdings.

<sup>3)</sup> FortisAlberta Holdings, une société de l'Alberta, détient en propriété la totalité des actions de FortisAlberta. FortisWest, une société canadienne, détient en propriété la totalité des actions de FortisAlberta Holdings. Fortis détient en propriété la totalité des actions de FortisWest.

<sup>4)</sup> FortisBC Pacific Holdings, une société de la Colombie-Britannique, détient en propriété la totalité des actions de FortisBC Inc. FortisWest, une société canadienne, détient en propriété la totalité des actions de FortisBC Pacific Holdings. Fortis détient en propriété la totalité des actions de FortisWest.

<sup>5)</sup> Fortis détient en propriété la totalité des actions ordinaires et certaines des actions privilégiées de premier rang, série A, B, D et G de Newfoundland Power, qui, au 18 février 2015, représentent 95 % de ses titres comportant droit de vote. La tranche restante de 5 % des titres comportant droit de vote de Newfoundland Power est constituée d'actions privilégiées de premier rang, séries A, B, D et G, qui sont principalement détenues par le public.

## **2.0 ÉVOLUTION GÉNÉRALE DES ACTIVITÉS**

---

### **2.1 Historique sur les trois derniers exercices**

Au cours des trois derniers exercices, Fortis a constaté une croissance considérable de ses activités commerciales. L'actif total a progressé de 87 %, passant d'environ 14,2 milliards de dollars au 31 décembre 2011 à environ 26,6 milliards de dollars au 31 décembre 2014. Les capitaux propres de la société ont aussi progressé de 86 %, passant d'environ 4,9 milliards de dollars au 31 décembre 2011 à quelque 9,1 milliards de dollars au 31 décembre 2014. Le bénéfice net attribuable aux capitaux propres en actions ordinaires est passé de 311 millions de dollars en 2011 à 317 millions de dollars en 2014. Le bénéfice pour 2014 a toutefois été réduit par des éléments non récurrents en grande partie liés à l'acquisition de UNS Energy.

Cette croissance des activités commerciales résulte de la stratégie de croissance fructueuse mise en œuvre par la société pour ses principales entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz. Cette stratégie comporte une combinaison de croissance générée par des acquisitions et de croissance interne réalisée grâce au programme de dépenses en immobilisations consolidé de la société.

Au cours des trois derniers exercices, Fortis a considérablement augmenté ses investissements dans les services publics réglementés au moyen d'acquisitions. En août 2014, Fortis a fait l'acquisition de UNS Energy à un prix d'achat d'environ 4,5 milliards de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de quelque 2,0 milliards de dollars à la clôture. UNS Energy est une société de portefeuille de services publics intégrée verticalement dont le siège social est à Tucson, en Arizona, qui exploite, par l'entremise de ses trois filiales principales, l'entreprise réglementée de production d'électricité et de distribution d'énergie, principalement dans l'État de l'Arizona. UNS Energy sert environ 658 000 clients de l'électricité et du gaz. En juin 2013, Fortis a fait l'acquisition de CH Energy Group à un prix d'achat de quelque 1,5 milliard de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de 518 millions de dollars US à la clôture 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, fournit des services publics réglementés de transport et de distribution à approximativement 300 000 consommateurs d'électricité et à 77 000 consommateurs de gaz naturel dans huit comtés de la région médiane de la vallée de l'Hudson dans l'État de New York. FortisBC Electric a fait l'acquisition des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de la ville de Kelowna en mars 2013 pour environ 55 millions de dollars, ce qui lui permet maintenant de servir directement quelque 15 000 clients auparavant servis par cette ville. FortisBC Electric fournissait de l'électricité à cette ville selon un tarif de gros et s'occupait de l'exploitation et de l'entretien des actifs de l'entreprise de distribution d'électricité de celle-ci aux termes d'un contrat depuis 2000.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes effectuées par la société en 2014 se sont élevées à environ 1,7 milliard de dollars, en hausse de près de 50 % par rapport à 2013. Au cours des trois derniers exercices, les dépenses en immobilisations consolidées brutes ont totalisé 4 milliards de dollars. La croissance interne de l'actif des entreprises de services publics réglementés est attribuable aux programmes de dépenses en immobilisations dans l'Ouest canadien. Le total de l'actif de FortisAlberta et des entreprises de services publics des secteurs du gaz et de l'électricité de FortisBC a crû respectivement de quelque 29 % et 6 % au cours des trois derniers exercices. La croissance interne des entreprises non réglementées a été soutenue par des dépenses totalisant environ 679 millions de dollars qui ont été engagées dans le cadre de l'Expansion Waneta depuis que la construction a débuté vers la fin de 2010.

## 2.2 Perspectives

Fortis est l'une des principales entreprises de services publics d'électricité et de gaz en Amérique du Nord, et elle sert actuellement plus de 3 millions de clients. La société continue de se concentrer sur les entreprises de services publics réglementés à faible risque et sur l'infrastructure énergétique soumise à des contrats à long terme.

En septembre 2014, la société a annoncé qu'elle amorcerait un examen des options stratégiques à l'égard de son entreprise hôtelière et immobilière commerciale qu'exploite Fortis Properties. Parmi ces options figurent, notamment, la vente totale ou partielle des actifs, la vente d'actions de Fortis Properties ou un premier appel public à l'épargne. On s'attend à ce qu'une décision résultant de cet examen soit prise au deuxième trimestre de 2015. Fortis Properties compte actuellement pour environ 3 % du total de l'actif de la société.

Après une décennie d'une croissance appréciable découlant principalement d'acquisitions, Fortis entame une période de croissance considérable tirée de ses activités existantes. Le programme consolidé de dépenses en immobilisations de la société devrait excéder 2 milliards de dollars pour 2015. Au cours de la période de cinq exercices allant jusqu'en 2019, on prévoit que ce total s'établira à près de 9 milliards de dollars.

Au cours des cinq prochains exercices, l'investissement total dans l'infrastructure énergétique devrait se traduire par une augmentation d'environ 36 % de la base tarifaire de mi-exercice, la faisant passer de 14 milliards de dollars en 2014 à quelque 19 milliards de dollars en 2019. Cet investissement en capital devrait faire croître la base tarifaire à un taux de croissance annuel composé de quelque 6,5 % sur la période de cinq exercices allant jusqu'en 2019. Fortis prévoit que cet investissement soutiendra la croissance continue du bénéfice et des dividendes.

Fortis poursuit également d'importantes occasions d'investissement dans le secteur du gaz naturel, particulièrement en Colombie-Britannique. Deux nouveaux projets réglementés, à savoir les travaux visant un autre agrandissement de l'usine de GNL de Tilbury et le prolongement du pipeline de Woodfibre, pourraient porter à environ 7,5 % le taux de croissance annuel composé sur cinq exercices jusqu'en 2019.

La répartition approximative des dépenses en immobilisations devant être engagées au cours de la période de cinq exercices allant de 2015 à 2019 est la suivante : 38 % de ces dépenses devraient être engagés par les services publics réglementés d'électricité au Canada, en particulier par FortisAlberta; 35 % par les services publics réglementés du gaz et d'électricité aux États-Unis, notamment par UNS Energy; 20 % par les services publics réglementés de gaz au Canada; 5 % par les services publics d'électricité réglementés aux Caraïbes; et la tranche restante de 2 % aux exploitations non réglementées. Les dépenses en immobilisations des services publics réglementés sont assujetties à une approbation réglementaire. Au cours des cinq prochains exercices, la ventilation approximative des dépenses en immobilisations totales moyennes annuelles devant être engagées est la suivante : 28 % pour répondre à la croissance de la clientèle; 49 % pour assurer le maintien et l'amélioration du rendement, de la fiabilité et de la sûreté des actifs de production et de transport et de distribution; et 23 % pour les installations, l'équipement, les véhicules, la technologie de l'information et d'autres actifs.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2015 devraient atteindre quelque 2,2 milliards de dollars, comme indiqué ci-après. Les dépenses en immobilisations prévues sont déterminées sur la base de rapports prévisionnels détaillés sur la demande d'énergie, les conditions météorologiques, le coût de la main-d'œuvre et des matériaux et d'autres facteurs, y compris la conjoncture économique, tous ces facteurs pouvant varier et faire en sorte que les dépenses réelles diffèrent des prévisions.

<b>Dépenses en immobilisations consolidées brutes prévues<sup>1)</sup></b>	
<b>Exercice se terminant le 31 décembre 2015</b>	
	<i>(en millions de dollars)</i>
UNS Energy <sup>2)</sup>	684
Central Hudson <sup>2)</sup>	165
Sociétés FortisBC Energy	385
FortisAlberta	417
FortisBC Electric	103
Entreprises de services publics d'électricité dans l'Est du Canada	159
Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes <sup>2)</sup>	125
Services non réglementés – Fortis Generation	78
Activités non réglementées – autres que de services publics <sup>3)</sup>	36
<b>Total</b>	<b>2 152</b>

<sup>1)</sup> Concerne les paiements au comptant prévus visant l'acquisition ou la construction d'immobilisations de services publics, d'immobilisations autres que ceux de services publics et d'actifs incorporels, comme il serait présenté dans l'état consolidé des flux de trésorerie. Exclut la composante des capitaux propres sans incidence sur la trésorerie de la provision pour fonds utilisés pendant la construction.

<sup>2)</sup> Les dépenses en immobilisations prévues sont fondées sur un taux de change prévu de 1,00 \$ US = 1,20 \$ CA.

<sup>3)</sup> Inclut les dépenses en immobilisations prévues d'environ 33 millions de dollars à FAES, qui sont comptabilisées dans le secteur Siège social et autres dans les états financiers consolidés audités pour 2014 de la société.

Les principaux projets d'investissement prévus pour 2015 incluent les suivants :

- la poursuite de la construction de l'Expansion Waneta, dans le cadre de laquelle des dépenses d'environ 76 millions de dollars devraient être engagées en 2015;
- l'agrandissement des installations de stockage de GNL de Tilbury qu'effectuent les sociétés FortisBC Energy. Cette expansion comprend la construction d'un deuxième réservoir de GNL et d'un nouveau liquéfacteur, qui devrait être terminée d'ici la fin de 2016, moyennant un coût en capital de 400 millions de dollars;
- l'achat par UNS Energy de participations supplémentaires dans l'unité 1 de la centrale Springerville, moyennant 46 millions de dollars US;
- l'achat prévu par UNS Energy de participations aux termes de contrats de location venant à échéance à l'égard des installations de manutention de charbon de Springerville en contrepartie de 73 millions de dollars US, déduction faite de remboursements prévus de la part de tiers; et
- le projet de ligne de transport Pinal, qui vise la construction, par UNS Energy, d'une ligne de transport dans le comté de Pinal afin d'accroître la capacité de UNS Energy d'importer de l'électricité provenant de l'unité 3 de Gila River et du carrefour de négociation Palo Verde, moyennant un coût de 85 millions de dollars US.

Les sociétés FortisBC Energy donnent également suite à des occasions d'investissement supplémentaires dans le secteur du GNL, notamment un nouvel agrandissement des installations de Tilbury au coût de 450 millions de dollars et un prolongement de pipeline de 600 millions de dollars pour les installations proposées de GNL de Woodfibre, en Colombie-Britannique, ces projets n'étant pas inclus dans les dépenses en immobilisations actuellement prévues qui figurent dans le tableau ci-dessus.

Les filiales de la société prévoient avoir accès selon des modalités raisonnables à du capital à long terme en 2015 pour financer leurs programmes de dépenses en immobilisations.

La base tarifaire de mi-exercice de 2015 prévue à l'égard des entreprises de services publics réglementés de la société est indiquée dans le tableau suivant.

<b>Base tarifaire de mi-exercice prévue pour 2015</b>	
	<i>(en milliards de dollars)</i>
UNS Energy <sup>1)</sup>	3,8
Central Hudson <sup>1)</sup>	1,3
Sociétés FortisBC Energy	3,7
FortisAlberta	2,7
FortisBC Electric	1,3
Entreprises de services publics d'électricité dans l'Est du Canada	1,6
Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes <sup>1)</sup>	0,8
<b>Total</b>	<b>15,2</b>

<sup>1)</sup> En fonction d'un taux de change prévu de 1,00 \$ US = 1,20 \$ CA.

### **3.0 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS**

Fortis est principalement une société de portefeuille internationale de services publics d'électricité et de gaz. L'entreprise principale de Fortis est segmentée par zones de concession et, selon les exigences de la réglementation, en fonction de la nature de l'actif. Fortis a également des investissements dans des actifs de production non réglementés et des actifs autres que de services publics, ce qui constitue deux secteurs d'activité distincts. Les secteurs présentant de l'information de la société permettent à la direction d'estimer le rendement de l'exploitation et d'évaluer la contribution de chaque secteur aux objectifs à long terme de Fortis. Chaque entité des secteurs à présenter fonctionne avec une grande autonomie et est responsable de ses profits et de ses pertes, ainsi que de l'affectation de ses propres ressources.

Les secteurs d'entreprise de la société sont les suivants : i) services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis, ii) services publics réglementés de gaz au Canada, iii) services publics réglementés d'électricité au Canada, iv) services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes, v) services non réglementés – Fortis Generation, vi) services non réglementés – Autres que de services publics, et vii) siège social et autres.

Les activités comprises dans chacun des secteurs à présenter de la société sont décrites ci-après.

#### **3.1 Services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis**

##### **3.1.1 UNS Energy**

UNS Energy est une société de portefeuille intégrée verticalement du secteur des services publics ayant son siège social à Tucson, en Arizona, qui exerce ses activités par l'intermédiaire de ses trois filiales principales dans les secteurs réglementés de la production d'électricité et de la distribution d'énergie, principalement dans l'État de l'Arizona. Elle sert environ 658 000 clients de l'électricité et du gaz. Fortis a fait l'acquisition de UNS Energy en août 2014.

UNS Energy est principalement composée de trois entreprises de services publics réglementés détenues en propriété exclusive, à savoir Tep, UNS Electric et UNS Gas.

TEP est une entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement, et elle est la plus importante filiale en exploitation de UNS Energy. TEP sert environ 415 000 clients de détail de l'électricité dans un territoire qui s'étend sur quelque 2 991 kilomètres carrés dans le sud-est de l'Arizona, y compris la région métropolitaine du grand Tucson, dans le comté de Pima, ainsi que des parties du comté de Cochise. Environ 1 000 000 de personnes habitent dans le territoire de desserte de TEP.

UNS Electric est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement qui produit et transporte de l'électricité et en distribue à environ 93 000 clients de détail de l'électricité dans les comtés de Mohave et de Santa Cruz en Arizona, dont la population cumulée est d'à peu près 250 000 personnes.

TEP et UNS Electric sont actuellement propriétaires ou locataires de ressources de production d'une capacité globale de 2 746 MW, dont 53 MW de capacité solaire. TEP possède une capacité de production suffisante qui, combinée aux CAE existants et aux ajouts prévus d'installations de production, devrait satisfaire aux besoins de sa clientèle et répondre aux exigences prévues de la demande de pointe future. En outre, TEP vend de l'électricité en gros à d'autres entités dans la partie ouest des États-Unis.

UNS Gas est une société réglementée de distribution de gaz qui sert environ 150 000 clients de détail dans les comtés de Mohave, de Yavapai, de Coconino, de Navajo et de Santa Cruz, en Arizona, dont la population cumulée est de quelque 700 000 personnes.

### **Marché et ventes**

Depuis la date d'acquisition, les ventes d'électricité ont été de 5 646 GWh. Les volumes de gaz depuis la date d'acquisition ont été de 5 PJ. Les produits depuis la date d'acquisition ont été de 610 millions de dollars US.

Le tableau suivant indique la composition des produits, des ventes d'électricité et des volumes de gaz de UNS Energy selon les catégories de clients en 2014.

<b>UNS Energy<sup>1)</sup></b>			
<b>Produits et ventes d'électricité et de gaz selon les catégories de clients en 2014</b>			
	<b>Produits (%)</b>	<b>Ventes en GWh (%)</b>	<b>Volumes en PJ (%)</b>
Résidentiels	36,2	31,2	53,8
Commerciaux	22,5	19,1	24,1
Industriels	16,9	23,9	2,1
Autres <sup>2)</sup>	24,4	25,8	20,0
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

<sup>1)</sup> L'information présentée concerne l'exercice clos le 31 décembre 2014. Comme UNS Energy a été acquise par Fortis en août 2014, seuls les résultats financiers depuis la date d'acquisition du 15 août 2014 sont comptabilisés dans les états financiers consolidés audités pour 2014 de la société.

<sup>2)</sup> Inclut l'électricité vendue et les volumes de gaz livrés à d'autres entités pour des fins de revente et les produits tirés de sources autres que la vente d'électricité et de gaz.

### **Approvisionnement en électricité**

TEP comble les besoins d'approvisionnement en électricité de ses clients de détail et de gros au moyen de la capacité de production globale de 2 448 MW dont elle est propriétaire et locataire et de son réseau de transport et de distribution dont les lignes s'étendent sur quelque 15 500 kilomètres. La capacité de production globale de TEP répond à l'ensemble des besoins énergétiques et de la capacité de pointe requise de celle-ci. En 2014, TEP a répondu à une demande de pointe de 2 891 MW. TEP est membre d'un organisme régional de partage de réserves et a établi des arrangements de fiabilité et des relations de partage d'énergie avec d'autres entreprises de services publics.

Au 1<sup>er</sup> janvier 2015, TEP était propriétaire ou locataire d'une capacité de production de 2 448 MW, comme il est indiqué dans le tableau suivant :

Source de production	N° d'unité	Emplacement	Date de mise en service	Type de ressources	Capacité MW	Exploitant	% de TEP	Part MW
Centrale Springerville <sup>1)</sup>	1	Springerville, AZ	1985	Charbon	387	TEP	49,5	192
Centrale Springerville	2	Springerville, AZ	1990	Charbon	390	TEP	100,0	390
Centrale San Juan	1	Farmington, NM	1976	Charbon	340	PNM	50,0	170
Centrale San Juan	2	Farmington, NM	1973	Charbon	340	PNM	50,0	170
Centrale Navajo	1	Page, AZ	1974	Charbon	750	SRP	7,5	56
Centrale Navajo	2	Page, AZ	1975	Charbon	750	SRP	7,5	56
Centrale Navajo	3	Page, AZ	1976	Charbon	750	SRP	7,5	56
Centrale Four Corners	4	Farmington, NM	1969	Charbon	785	APS	7,0	55
Centrale Four Corners	5	Farmington, NM	1970	Charbon	785	APS	7,0	55
Centrale Gila River	3	Gila Bend, AZ	2003	Gaz	550	Ethos Energy	75,0	413
Centrale Luna	1	Deming, NM	2006	Gaz	555	PNM	33,3	185
Centrale Sundt	1	Tucson, AZ	1958	Gaz/pétrole	81	TEP	100,0	81
Centrale Sundt	2	Tucson, AZ	1960	Gaz/pétrole	81	TEP	100,0	81
Centrale Sundt	3	Tucson, AZ	1962	Gaz/pétrole	104	TEP	100,0	104
Centrale Sundt <sup>2)</sup>	4	Tucson, AZ	1967	Charbon/gaz	120	TEP	100,0	120
Turbines à combustion interne Sundt		Tucson, AZ	1972-1973	Gaz/pétrole	50	TEP	100,0	50
DeMoss Petrie		Tucson, AZ	1972	Gaz/pétrole	75	TEP	100,0	75
North Loop		Tucson, AZ	2001	Gaz	94	TEP	100,0	94
Centrale solaire Springerville		Springerville, AZ	2002-2014	Solaire	16	TEP	100,0	16
Projets solaires Tucson		Tucson, AZ	2010-2014	Solaire	12	TEP	100,0	12
Projet Ft. Huachuca		Ft. Huachuca, AZ	2014	Solaire	17	TEP	100,0	17
<b>Capacité totale <sup>3)</sup></b>								<b>2 448</b>

<sup>1)</sup> Au 31 décembre 2014, TEP était propriétaire d'une tranche de 96 MW de la capacité de l'unité 1 de Springerville et continuait de louer la capacité restante de 291 MW. En janvier 2015, TEP a acheté 96 MW de la capacité pour porter à 192 MW la capacité totale dont elle est propriétaire. Le contrat de location conclu par TEP à l'égard de la capacité restante de 195 MW a expiré en janvier 2015. Voir la note 15 afférente aux états financiers consolidés audités pour 2014.

<sup>2)</sup> L'unité 4 de la centrale Sundt peut-être exploitée soit au charbon, soit au gaz naturel. Les chiffres indiqués dans le tableau ci-dessus indiquent la capacité de production nominale dans l'hypothèse où l'unité est alimentée au charbon. Si l'unité est alimentée au gaz naturel, sa capacité nominale est de 156 MW.

<sup>3)</sup> À l'exclusion de ressources supplémentaires de 932 MW, qui représentent à certains achats de capacité et à une charge interruptible au détail.

UNS Electric comble les besoins d'approvisionnement en électricité de ses clients de détail par une combinaison de sa propre production et de contrats d'achat d'électricité. UNS Electric est propriétaire et exploitante de plusieurs centrales alimentées au gaz et au diesel comportant une capacité de production globale d'électricité de 298 MW, qui fourniraient actuellement à peu près 74 % de sa capacité de pointe de 402 MW requise pour 2014. UNS Electric comble le reste de ses besoins au moyen d'un portefeuille de CAE à long, à moyen et à court termes.

Source de production	N° d'unité	Emplacement	Date de mise en service	Type de ressources	Capacité MW	Exploitant	% de UNS	Part MW
Black Mountain	1	Kingman, AZ	2011	Gaz	45	UNSE	100,0	45
Black Mountain	2	Kingman, AZ	2011	Gaz	45	UNSE	100,0	45
Valencia	1	Nogales, Az	Achetée en 2003	Gaz/pétrole	14	UNSE	100,0	14
Valencia	2	Nogales, Az	Achetée en 2003	Gaz/pétrole	14	UNSE	100,0	14
Valencia	3	Nogales, Az	Achetée en 2003	Gaz/pétrole	14	UNSE	100,0	14
Valencia	4	Nogales, Az	Achetée en 2003	Gaz/pétrole	21	UNSE	110,0	21
Centrale Gila River	3	Gila Bend, AZ	2003	Gaz	550	Ethos Energy	25,0	137
La Senita		Kingman, Az	2011	Solaire	1	UNSE	100,0	1
Rio Rico		Rio Rico, AZ	2014	Solaire	7	UNSE	100,0	7
<b>Capacité totale</b>								<b>298</b>

En décembre 2014, TEP et UNS Electric ont conjointement conclu l'acquisition de l'unité 3 de la centrale Gila River, une unité à cycle combiné alimentée au gaz d'une capacité de 550 MW, en contrepartie de 219 millions de dollars US. TEP et UNS Electric se fondent toutes deux sur un portefeuille de CAE à long, à moyen et à court termes pour répondre aux besoins de charge de leurs clients.

TEP et UNS Electric sont toutes deux assujetties à des exigences gouvernementales relatives à l'énergie renouvelable. TEP satisfait à ces exigences à l'aide de ses installations de production d'énergie solaire photovoltaïque d'une capacité de 45 MW dont elle est propriétaire et de CAE visant une capacité de production provenant de ressources solaires (145 MW), de ressources éoliennes (90 MW) et d'une centrale alimentée aux gaz d'enfouissement (4 MW). UNS Electric satisfait à ces exigences à l'aide de la capacité de production d'énergie solaire photovoltaïque de 8 MW dont elle est propriétaire et de CAE visant une capacité provenant de ressources solaires (10 MW) et de ressources éoliennes (11 MW). UNS Electric prévoit également engager des dépenses de 5 millions de dollars US en 2015 à des installations solaires situées dans le comté de Mohave.

### ***Achats de gaz***

UNS Gas gère directement ses contrats d'approvisionnement en gaz et de transport. Le prix du gaz sur le marché varie selon la période durant laquelle l'achat est effectué et dépend des conditions météorologiques, des problèmes d'approvisionnement, de l'économie et d'autres facteurs. UNS Gas effectue des opérations de couverture à l'égard des prix de son approvisionnement en gaz naturel en concluant des contrats à terme de gré à gré à prix fixe et des swaps financiers à divers moments, jusqu'à trois ans d'avance, dans le but de couvrir au moins 60 % de la consommation de gaz mensuelle prévue en fonction de prix fixes avant le début de chaque mois.

UNS Gas achète la plus grande partie du gaz qu'elle distribue dans le bassin San Juan. Ce gaz lui est livré par les réseaux de gazoducs interétatiques d'El Paso Natural Gas, L.L.C. et de Transwestern Pipeline Company aux termes de contrats de transport fermes, leur capacité combinée étant suffisante pour répondre à la demande des clients de UNS Gas.

### ***Poursuites judiciaires***

#### *Instances relatives à l'acquisition de UNS Energy*

Après l'annonce de l'acquisition de UNS Energy le 11 décembre 2013, quatre actions ont été intentées contre Fortis et d'autres défendeurs devant la cour supérieure de l'État de l'Arizona, dans le comté de Pima et pour ce comté, et une action a été intentée devant la cour de district des États-Unis dans le district de l'Arizona et pour ce district, contestant l'acquisition. Les demandeurs allèguent de façon générale que les administrateurs de UNS Energy ont manqué à leurs obligations fiduciaires quant à l'acquisition et que UNS Energy, Fortis, FortisUS et Color Acquisition Sub Inc. auraient soutenu ou encouragé ce manquement. En mars 2014, deux des quatre actions présentées devant la cour de l'Arizona ont été abandonnées par les demandeurs, et les conseillers juridiques des parties dans les deux actions restantes auprès de la cour de l'Arizona ont signé un protocole d'entente visant une entente de principe portant sur la structure du règlement devant être soumis à l'approbation de la cour de l'Arizona après la clôture de l'acquisition. En avril 2014, l'action présentée devant la cour de district des États-Unis a été abandonnée par le demandeur. En décembre 2014, les deux actions restantes ont été attribuées à un nouveau juge, qui devrait rendre une décision sur le règlement proposé à la cour de l'Arizona. L'issue de ces poursuites ne peut être prévue avec certitude et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés audités pour 2014.

#### *Unité 1 de la centrale Springerville*

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2015, TEP détenait une participation de 49,5 % dans l'unité 1 de la centrale Springerville. Aux termes d'une convention de soutien relative aux installations, TEP a l'obligation d'exploiter l'unité au bénéfice des deux autres propriétaires de l'unité. TEP et les autres propriétaires sont en désaccord à l'égard de divers aspects clés de la convention de soutien relative aux installations, notamment quant à la répartition des charges d'exploitation et des dépenses d'entretien, aux frais d'améliorations et aux droits de transport. En conséquence, les autres propriétaires peuvent refuser de payer la totalité ou une partie de leurs quote-parts de ces frais et dépenses.

En novembre 2014, les tiers propriétaires de l'unité 1 de Springerville ont déposé une plainte contre TEP auprès de la FERC alléguant que TEP n'avait pas consenti à produire de l'électricité et de l'énergie pour les tiers propriétaires de la manière énoncée dans la convention de soutien relative aux installations de l'unité 1 de Springerville conclue entre TEP et les tiers propriétaires et moyennant le coût précisé par ceux-ci. Les tiers propriétaires demandent à la FERC de rendre une ordonnance afin d'obliger TEP à produire l'énergie qui leur revient au titre de leurs participations dans l'unité 1 de Springerville à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2015, au prix qu'indiquent les tiers propriétaires. En décembre 2014, TEP a produit à l'égard de l'action intentée devant la FERC une réponse dans laquelle elle niait ces allégations et demandait à la FERC de rejeter la plainte.

En décembre 2014, les tiers propriétaires ont intenté contre TEP, devant la cour suprême de l'État de New York, dans le comté de New York, une action aux termes de laquelle ils allèguent, notamment, que TEP a refusé de se conformer aux directives des tiers propriétaires d'établir un calendrier de production quant à leurs quotes-parts de l'électricité et de l'énergie, qu'elle a refusé de se conformer à leurs directives de préciser le niveau des services liés au combustible et à la manutention du combustible, qu'elle a omis d'exploiter et d'entretenir convenablement l'unité 1 de Springerville et d'effectuer des dépenses en immobilisations appropriées dans celle-ci pendant la durée des contrats de location, qu'elle n'a pas consenti à produire de l'électricité et de l'énergie de la manière requise, comme il est énoncé dans la plainte déposée devant la FERC, et qu'elle a manqué à des obligations fiduciaires que les tiers propriétaires prétendent leur être dues. Dans le cadre de l'action intentée dans le district de New York, les demandeurs visent à obtenir des jugements déclaratoires, un recours en injonction, des dommages-intérêts selon un montant devant être établi au procès et les frais et dépenses qu'ils ont engagés.

En décembre 2014, Wilmington Trust Company, à titre de fiduciaire et de bailleur pour le compte des propriétaires aux termes des contrats de location des tiers propriétaires, a envoyé un avis à TEP dans lequel elle allègue que TEP est en défaut à l'égard des contrats de location des tiers propriétaires. Dans cet avis, le fiduciaire des propriétaires, à titre de locateur, exerce son droit de maintenir inactives les participations indivises et exige que TEP paie, le 1<sup>er</sup> janvier 2015, des dommages-intérêts liquidés totalisant quelque 71 millions de dollars US. Dans une lettre adressée à Wilmington Trust Company en date du 29 décembre 2014, TEP nie les allégations contenues dans l'avis. En janvier 2015, Wilmington Trust Company a envoyé à TEP un deuxième avis dans lequel elle allègue que TEP est en défaut à l'égard des contrats de location des tiers propriétaires en omettant de remédier aux défauts allégués dans le premier avis. Le deuxième avis réitérait la mise en demeure exigeant que TEP paie des dommages-intérêts liquidés totalisant environ 71 millions de dollars US. Dans une lettre adressée à Wilmington Trust Company, TEP a nié les allégations figurant dans le deuxième avis.

TEP ne peut prévoir l'issue des réclamations liées à l'unité 1 de Springerville et, en raison de la portée et de la nature générale et non particulière du recours en injonction demandé dans le cadre de ces instances, TEP ne peut estimer pour le moment une fourchette de montants de perte et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés audités pour 2014. TEP entend opposer une défense vigoureuse à l'égard des réclamations qu'ont présentées les tiers propriétaires.

### ***Éventualités environnementales***

#### *Centrale San Juan*

SJCC exploite une mine de charbon souterraine dans une région où certains producteurs de gaz détiennent des baux conclus avec le gouvernement fédéral des États-Unis, l'État du Nouveau-Mexique et des parties privées visant l'exploitation du pétrole et du gaz. Ces producteurs de gaz allèguent que la mine de charbon souterraine de SJCC nuit à leurs activités parce qu'elle réduit la quantité de gaz naturel qu'ils peuvent extraire. SJCC a versé un dédommagement à certains de ces producteurs à l'égard de toute production restante des puits considérés suffisamment près de la mine pour justifier qu'ils soient bouchés et abandonnés. Toutefois, ces règlements ne résolvent pas toutes les réclamations possibles des producteurs de gaz de la région.

TEP détient en propriété une participation de 50 % dans les unités 1 et 2 de la CSJ, ce qui représente environ 20 % de la capacité de production totale de la CSJ, et est responsable de sa quote-part de tout règlement. TEP ne peut raisonnablement estimer l'incidence des réclamations futures pouvant

parvenir des producteurs de gaz sur le coût du charbon de la CSJ et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés audités pour 2014 à cet égard.

#### *Coûts de remise en état de mines*

TEP paie continuellement des coûts de remise en état relativement aux mines de charbon qui approvisionnent les centrales dans lesquelles elle détient une participation, mais qu'elle n'exploite pas. TEP est responsable d'une partie des coûts de remise en état finale lors de la fermeture des mines approvisionnant les centrales San Juan, Four Corners et Navajo. La quote-part de TEP des coûts de remise en état pour les trois mines devrait s'élever à 49 millions de dollars US à l'échéance des contrats d'approvisionnement en charbon, ceux-ci expirant entre 2017 et 2031. Le passif au titre de la remise en état (valeur actualisée de l'obligation future) comptabilisé au 31 décembre 2014 s'élevait à 22 millions de dollars US.

Les montants comptabilisés au titre de la remise en état finale sont fondés sur diverses hypothèses, dont l'estimation des coûts de remise en état, les dates auxquelles la remise en état finale aura lieu et le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit utilisé pour actualiser les obligations futures. Au fur et à mesure que ces hypothèses changeront, TEP ajustera prospectivement les charges relatives à la remise en état finale sur la durée résiduelle des contrats d'approvisionnement en charbon. TEP ne croit pas que la comptabilisation de ses obligations en matière de remise en état finale aura une incidence importante sur elle au cours de toute année donnée, car la comptabilisation aura lieu pendant la durée résiduelle de ses contrats d'approvisionnement en charbon. Aux termes de la CAAEC, TEP est autorisée à recouvrer l'intégralité de ces coûts de remise en état auprès de ses clients de détail et, par conséquent, ces coûts sont reportés à titre d'actif réglementaire.

#### **Ressources humaines**

Au 31 décembre 2014, i) TEP employait 1 448 personnes dont 691 sont représentées par la FIOE aux termes d'une convention collective expirant en janvier 2016; ii) UNS Electric employait 143 personnes, dont 110 sont représentées par la FIOE aux termes de conventions collectives expirant en juin 2016 et en février 2017; et iii) UNS Gas employait 182 personnes, dont 110 sont représentées par la FIOE aux termes de conventions collectives expirant en juin 2015 et en février 2017. UniSource Energy Services Inc., une autre filiale en propriété exclusive de UNS Energy, employait 258 personnes, dont 246 sont représentées par la FIOE aux termes de conventions collectives expirant en mai 2016, en juillet 2016 et en décembre 2016.

#### **3.1.2 Central Hudson**

Central Hudson fournit des services publics réglementés de transport et de distribution d'énergie à approximativement 300 000 consommateurs d'électricité et à 77 000 consommateurs de gaz naturel dans huit comtés de la région médiane de la vallée de l'Hudson dans l'État de New York. Central Hudson a été acquise par Fortis dans le cadre de l'acquisition de CH Energy Group en juin 2013.

Central Hudson sert un territoire regroupant quelque 6 734 kilomètres carrés dans la vallée de l'Hudson. L'électricité est distribuée à la grandeur du territoire tandis que le gaz naturel n'est offert qu'à l'intérieur et en périphérie des villes de Poughkeepsie, de Beacon, de Newburgh et de Kingston, dans l'État de New York, ainsi que dans certaines zones adjacentes et intercalaires.

Le réseau de transport d'électricité de Central Hudson compte des lignes sur quelque 1 000 kilomètres. Le réseau de distribution d'électricité de Central Hudson est constitué de lignes aériennes sur environ 11 600 kilomètres et de lignes souterraines sur quelque 2 400 kilomètres, ainsi que de lignes de service et de compteurs. Le réseau d'électricité de Central Hudson a répondu à une demande de pointe de 1 060 MW en 2014.

Le réseau de gaz naturel de Central Hudson compte des pipelines de transport sur environ 300 kilomètres et des pipelines de distribution sur quelque 2 000 kilomètres, ainsi que des lignes de service et des compteurs. En 2014, le réseau de gaz naturel de Central Hudson a répondu à une demande de pointe de 138 TJ.

## Marché et ventes

Les ventes d'électricité ont été de 5 075 GWh pour 2014, comparativement à 5 159 GWh pour l'année complète en 2013. Les volumes de gaz pour 2014 ont été de 23 PJ, ce qui est comparable à la donnée correspondante pour l'année complète en 2013. Les produits pour 2014 ont été de 743 millions de dollars US, comparativement à 668 millions de dollars US pour l'année complète en 2013.

Les tableaux suivants indiquent la composition des produits, des ventes d'électricité et des volumes de gaz de Central Hudson selon les catégories de clients en 2014 et en 2013.

Central Hudson <sup>1)</sup>				
Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients				
	Produits (%)		Ventes en GWh (%)	
	2014	2013	2014	2013
Résidentiels	60,9	60,9	40,3	40,5
Commerciaux	28,0	28,0	37,8	37,4
Industriels	4,1	4,6	20,1	20,4
Autres	6,2	5,8	0,7	0,7
Ventes pour la revente	0,8	0,7	1,1	1,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

<sup>1)</sup> L'information présentée pour 2013 concerne l'exercice clos le 31 décembre 2013. Comme Central Hudson a été acquise par Fortis le 27 juin 2013, seuls les résultats financiers depuis la date d'acquisition sont comptabilisés dans les états financiers consolidés audités de la société pour 2013.

Central Hudson <sup>1)</sup>				
Produits et ventes de gaz selon les catégories de clients				
	Produits (%)		Ventes en PJ (%)	
	2014	2013	2014	2013
Résidentiels	53,5	52,4	27,1	24,0
Commerciaux	29,0	27,5	33,9	30,2
Industriels	4,8	3,3	17,2	22,0
Autres	1,1	4,3	7,8	8,5
Ventes pour la revente	11,6	12,5	14,0	15,3
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

<sup>1)</sup> L'information présentée pour 2013 concerne l'exercice clos le 31 décembre 2013. Comme Central Hudson a été acquise par Fortis le 27 juin 2013, seuls les résultats financiers depuis la date d'acquisition sont comptabilisés dans les états financiers consolidés audités de la société pour 2013.

## Approvisionnement en électricité

Central Hudson n'est propriétaire que d'une faible capacité de production d'électricité et s'en remet surtout à des achats de capacité et d'électricité auprès de tiers fournisseurs pour répondre aux besoins de ses clients à services complets.

Central Hudson a l'obligation d'approvisionner en électricité ses clients de détail pour l'électricité. Aux termes d'une convention de règlement, les clients de détail de Central Hudson ont le choix de s'approvisionner en électricité auprès de fournisseurs tiers ou de continuer de l'obtenir de Central Hudson. Afin de répondre aux besoins de ses clients de détail, Central Hudson a conclu avec Constellation Energy Group, Inc. vers la fin de 2011 une convention de partage de produits d'une durée de dix ans, aux termes de laquelle Central Hudson bénéficie d'une quote-part des produits tirés des ventes d'électricité attribuables à l'unité n° 2 de la centrale nucléaire Nine Mile Point.

En 2014, Central Hudson a conclu avec Entergy Nuclear Power Marketing, LLC deux contrats d'achat d'électricité, sur une base conditionnelle par unité à des prix préétablis applicables de décembre 2014

à mars 2015. Pour le mois terminé le 31 décembre 2014, le coût de l'électricité fournie aux termes de ces contrats s'est élevé à environ 3 millions de dollars US.

Puisque ces contrats répondent à la définition de contrats d'achat et de vente ordinaires, ils sont donc exclus des exigences comptables se rapportant aux instruments dérivés. Si la contrepartie susmentionnée ne respecte pas son engagement de livraison en vertu des contrats, Central Hudson se tournera vers le marché du NYISO pour se procurer l'approvisionnement requis et, aux termes du traitement actuel prévu par le mécanisme d'établissement des tarifs de Central Hudson, en recouvrera le coût intégral auprès des clients. Il n'y aurait donc aucune incidence sur le bénéfice.

Central Hudson se fonde sur des CAE, sa propre capacité de production et le marché du NYISO pour combler ses besoins liés à la charge de pointe.

En novembre 2013, Central Hudson a conclu un CAE visant l'achat de 200 MW de puissance installée aux installations de production de Roseton pour la période allant de mai 2014 à avril 2017, et le solde des engagements d'achat s'y rapportant au 31 décembre 2014 s'établissait à quelque 34 millions de dollars US.

En juin 2014, Central Hudson a conclu un CAE visant l'achat de capacité aux installations de production de Danskammer pour la période allant d'octobre 2014 à août 2018, et le solde des engagements d'achat s'y rapportant au 31 décembre 2014 s'établissait à quelque 91 millions de dollars US.

Le coût des achats d'électricité et de gaz naturel est recouvert auprès de la clientèle, sans majoration au titre du profit. Les tarifs sont rajustés mensuellement en fonction des coûts réels qu'engage Central Hudson pour acheter l'électricité et le gaz naturel dont elle a besoin pour servir ses clients à services complets.

#### ***Autres obligations contractuelles***

CH Energy Group est partie à un investissement visant l'aménagement, la propriété et l'exploitation de projets de transport d'électricité dans l'État de New York. En décembre 2014, une demande a été déposée auprès de la FERC à l'égard du recouvrement du coût et de la réalisation d'un rendement à l'égard de cinq projets de transport à haute tension totalisant 1,7 milliard de dollars US, quant auxquels l'engagement maximum de CH Energy Group s'établit à 182 millions de dollars US.

#### ***Litiges***

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 de CH Energy Group par Fortis. Les demandeurs alléguaient de façon générale que les administrateurs de CH Energy Group avaient manqué à leurs obligations fiduciaires quant à l'acquisition et que CH Energy Group, Fortis, FortisUS Inc. et Cascade Acquisition Sub Inc. auraient soutenu ou encouragé ce manquement. L'accord de règlement devait être approuvé par la cour. En juin 2014, la cour suprême de l'État de New York, comté de New York, a rendu une ordonnance et un jugement final approuvant la convention de règlement, ce qui a mis fin à l'instance.

Tant avant qu'après l'acquisition de CH Energy Group, diverses poursuites liées à l'amiante ont été intentées contre Central Hudson. Bien qu'un total de 3 348 poursuites liées à l'amiante aient été intentées, 1 170 étaient pendantes au 31 décembre 2014. Parmi les poursuites intentées contre Central Hudson qui ne sont plus pendantes, 2 022 ont été rejetées ou abandonnées sans paiement de la part de Central Hudson, et Central Hudson a réglé les 156 autres poursuites. Central Hudson n'est actuellement pas en mesure d'évaluer la validité des poursuites restantes liées à l'amiante; toutefois, à partir de l'information dont elle dispose à ce jour, y compris l'historique de Central Hudson en matière de règlement et de rejet des poursuites liées à l'amiante, Central Hudson croit que les coûts qui pourraient être engagés relativement aux poursuites pendantes n'auront pas d'incidence importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie et, par conséquent, aucun montant n'a été provisionné dans les états financiers consolidés audités pour 2014.

## **Éventualités environnementales**

### *Anciennes installations des UGM*

Central Hudson et ses prédécesseurs ont été propriétaires et exploitants d'UGM pour répondre aux besoins en chauffage et en éclairage de leurs clients. Ces usines ont commencé à produire du gaz à partir de charbon et de pétrole du milieu à la fin des années 1800 jusqu'à ce que les dernières aient cessé leurs activités vers 1950. Cette production générait certains sous-produits qui pouvaient comporter des risques pour la santé humaine et l'environnement.

Le DEC, ministère qui régit le moment et l'étendue de la remise en état des sites des UGM dans l'État de New York, a avisé Central Hudson qu'il croit que celle-ci et ses prédécesseurs ont à un moment donné été propriétaires ou exploitants, ou les deux, des usines de gaz sur sept sites dans la zone de service de Central Hudson. Entre outre, le DEC a exigé que Central Hudson fasse enquête sur l'état des sites et, s'il y a lieu, procède à la remise en état des sites en vertu d'une ordonnance sur consentement, d'un accord de nettoyage volontaire ou d'un accord de nettoyage des friches industrielles. Central Hudson provisionne les coûts de remise en état d'après des montants qui peuvent être raisonnablement estimés. Au 31 décembre 2014, une obligation de 105 millions de dollars US a été comptabilisée au titre de la remise en état des sites des UGM et, en fonction d'une analyse de modélisation des coûts effectuée en 2012, il est estimé, selon un niveau de confiance de 90 %, que le total des coûts de remise en état sur 30 ans de ces sites n'excédera pas 169 millions de dollars US.

Central Hudson a avisé ses assureurs et prévoit leur demander le remboursement des coûts de remise en état, lorsque les polices couvrent pareils coûts. De plus, comme le permet la PSC, Central Hudson peut actuellement reporter, pour recouvrement futur auprès des clients, les écarts entre les coûts réels de l'enquête et de la remise en état des sites des UGM et les limites tarifaires prévues, et les charges correspondantes seront comptabilisées sur les soldes reportés au taux de rendement autorisé avant impôts.

### **Ressources humaines**

Au 31 décembre 2014, Central Hudson employait 923 personnes dont 546 sont représentées par la FIOE aux termes d'une convention collective qui expire le 30 avril 2017.

## **3.2 Services publics réglementés de gaz au Canada**

### **3.2.1 Sociétés FortisBC Energy**

Le 31 décembre 2014, FEI a fusionné avec FEVI, FEWI et une ou plusieurs autres sociétés non exploitantes qui étaient toutes contrôlées indirectement par la société. L'entité issue de la fusion continue d'exercer ses activités sous la dénomination de « FortisBC Energy Inc. », et elle est appelée « sociétés FortisBC Energy » dans la présente notice annuelle de 2014. L'information présentée dans la présente notice annuelle de 2014 a trait aux résultats de la société issue de la fusion.

Les sociétés FortisBC Energy sont les plus importants distributeurs de gaz naturel en Colombie-Britannique, servant environ 967 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels et clients du transport dans plus de 125 localités. Les principales zones desservies par les sociétés FortisBC Energy sont la région métropolitaine de Vancouver, la vallée du Fraser, ainsi que les régions de Thompson, de l'Okanagan, de Kootenay et du centre nord intérieur, de l'île de Vancouver, de la Sunshine Coast et de Whistler de la Colombie-Britannique.

En plus de fournir des services de transport et de distribution aux clients, les sociétés FortisBC Energy obtiennent également des approvisionnements en gaz naturel pour le compte de la plupart des clients résidentiels, commerciaux et industriels.

FEI est propriétaire et exploitante de pipelines de gaz naturel sur quelque 47 500 kilomètres et a répondu à une demande quotidienne de pointe de 1 324 TJ en 2014.

## Marché et ventes

Les volumes annuels de ventes de gaz naturel par les sociétés FortisBC Energy se sont établis à 195 PJ en 2014, par rapport à 200 PJ en 2013. Les produits ont atteint 1 435 millions de dollars en 2014, comparativement à 1 378 millions de dollars en 2013.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des volumes de gaz naturel selon les catégories de clients des sociétés FortisBC Energy pour 2014 et 2013.

<b>Sociétés FortisBC Energy</b>				
<b>Produits et volumes de gaz selon les catégories de clients</b>				
	<b>Produits (%)</b>		<b>Volumes en PJ (%)</b>	
	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Résidentiels	<b>56,2</b>	56,1	<b>36,9</b>	37,5
Commerciaux	<b>30,2</b>	29,6	<b>23,1</b>	23,5
Industriels	<b>2,7</b>	3,0	<b>2,1</b>	2,5
	<b>89,1</b>	88,7	<b>62,1</b>	63,5
Transport	<b>6,8</b>	6,5	<b>31,8</b>	30,5
Autres <sup>1)</sup>	<b>4,1</b>	4,8	<b>6,1</b>	6,0
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	100,0	<b>100,0</b>	100,0

<sup>1)</sup> Inclut les montants aux termes de contrats à revenu fixe, ainsi que les produits d'autres sources que la vente de gaz naturel.

## Conventions d'achat de gaz

Afin de se doter d'un approvisionnement suffisant pour assurer des livraisons fiables de gaz naturel à leurs clients, les sociétés FortisBC Energy achètent leur approvisionnement en gaz naturel à des contreparties, dont des producteurs, des courtiers-fournisseurs et des négociants. Ces contreparties répondent à des normes de solvabilité et à des politiques en matière d'exécution et(ou) de gestion de contrats. Les sociétés FortisBC Energy concluent des contrats visant environ 138 PJ de charge de base et saisonnière, dont la plus grande partie provient du nord-est de la Colombie-Britannique et est acheminée au sein du réseau de pipelines T-South Westcoast de Spectra Energy. Le reste provient de l'Alberta et est transporté sur le réseau de transport par pipeline de TransCanada.

Grâce au fonctionnement des reports en vertu de la réglementation, tout écart entre le coût prévisionnel des achats de gaz naturel, tel qu'il est reflété dans les tarifs facturés aux clients résidentiels et commerciaux, et le coût réel des achats de gaz naturel est récupéré auprès des clients dans les tarifs futurs ou leur est remboursé.

Les clients des marchés clés font appel aux sociétés FortisBC Energy afin que celles-ci obtiennent et livrent l'approvisionnement en gaz pour eux, tandis que les clients qui ne font appel qu'aux services de transport se chargent d'obtenir leur propre approvisionnement en gaz et de le livrer au réseau des sociétés FortisBC Energy, qui le livrent ensuite aux installations d'exploitation de ces clients. Les sociétés FortisBC Energy concluent des contrats pour l'achat de capacité de transport au sein de pipelines de tiers, comme ceux dont Spectra Energy et TransCanada sont propriétaires et qui sont assujettis à la réglementation de l'ONE, pour le transport de l'approvisionnement en gaz à partir de divers carrefours commerciaux jusqu'au réseau des sociétés FortisBC Energy. Les sociétés FortisBC Energy paient des frais fixes et des frais variables pour l'utilisation de la capacité de transport de ces pipelines, lesquels sont recouverts auprès de leurs clients des marchés clés au moyen des tarifs. Les sociétés FortisBC Energy concluent des contrats visant une capacité de transport ferme pour s'assurer qu'elles sont en mesure de s'acquitter de leur obligation d'approvisionner les clients dans leur vaste territoire d'exploitation dans tous les scénarios raisonnables de demande.

## Stockage de gaz et accords d'écrêtement des pointes

Les sociétés FortisBC Energy font appel à des installations d'écrêtement des pointes et de stockage de gaz dans leur portefeuille pour :

- i) compléter l'approvisionnement de la charge de base contractuelle et l'approvisionnement en gaz saisonnier durant les mois d'hiver tout en affectant l'excédent de l'approvisionnement de la charge de base au remplacement des stocks durant les mois d'été;
- ii) atténuer les risques de pénurie de l'approvisionnement durant les températures plus froides et les débits de pointe;
- iii) gérer le coût du gaz pendant les mois d'hiver; et
- iv) équilibrer l'offre et la demande quotidiennes sur le réseau de distribution durant les périodes d'utilisation de pointe, principalement durant les mois d'hiver.

Les sociétés FortisBC Energy possèdent une capacité de stockage totalisant environ 35,5 PJ, qui comprend deux installations d'écrêtement visant le GNL, ainsi qu'une capacité hors réseau obtenue aux termes de contrats conclus avec des tiers. Les installations de stockage de GNL en réseau de Tilbury et de Mt. Hayes dont les sociétés FortisBC Energy sont propriétaires et qu'elles utilisent aux fins de l'écrêtement fournissent une capacité de stockage en réseau et une capacité de livraison pouvant être utilisée pour des retraits de stockage. Les sociétés FortisBC Energy obtiennent également une capacité de stockage souterraine et une capacité de livraison hors réseau aux termes de contrats conclus avec des tiers à divers endroits en Colombie-Britannique, en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique aux États-Unis. Globalement, les installations de stockage de GNL de Tilbury et de Mt. Hayes, les installations de stockage visées par des contrats et les autres arrangements d'écrêtement des pointes peuvent livrer un approvisionnement allant jusqu'à 0,74 PJ par jour aux sociétés FortisBC Energy durant les jours les plus froids de la saison de chauffage, qui s'étale généralement de décembre à février.

### ***Ventes hors réseau***

Les sociétés FortisBC Energy concluent des ventes hors réseau qui leur permettent de recouvrer ou de réduire les coûts liés à l'approvisionnement excédentaire et(ou) à la capacité de pipeline et de stockage non utilisée qui est disponible lorsque les besoins de charge quotidiens des clients sont remplis.

Selon le modèle de partage des revenus prévu par le PIRAG, qui est approuvé par la BCUC, les sociétés FortisBC Energy peuvent toucher un paiement incitatif à l'égard de leurs activités de rationalisation. Dans le passé, les sociétés FortisBC Energy ont touché environ 1 million de dollars par année aux termes du PIRAG, et les économies restantes sont transmises aux clients par le truchement de tarifs réduits. Pour l'année contractuelle terminée le 31 octobre 2014, les sociétés FortisBC Energy ont droit à un versement incitatif d'environ 1 million de dollars, sous réserve d'approbation par la BCUC.

Le programme PIRAG actuel a été approuvé par la BCUC après un examen de ce programme en 2011. En 2013, la BCUC a approuvé une prolongation du programme jusqu'au 31 octobre 2016.

### ***Plan de gestion du risque lié aux prix***

Par le passé, FEI a exercé des activités de gestion du risque lié au prix pour atténuer l'exposition aux fluctuations du prix du gaz naturel afin de s'assurer, dans la mesure du possible, que le coût du gaz naturel demeure concurrentiel par rapport à celui d'autres sources d'énergie. Ces activités ont généralement comporté le recours à des instruments dérivés en conformité avec le PGRP approuvé par la BCUC. En juillet 2010, la BCUC a ordonné un examen de la stratégie de couverture de FEI aux termes du PGRP dans le contexte de la loi de la Colombie-Britannique intitulée *Clean Energy Act* et de la prévision d'un accroissement de l'offre nationale de gaz naturel. En juillet 2011, au terme d'un processus d'examen élaboré, la BCUC a ordonné à FEI de suspendre la plus grande partie de ses activités de couverture visant le gaz naturel, exception faite de la mise en place de swaps de base à Sumas/AECO pour l'hiver. Pour l'hiver 2013 et 2014, FEI a réduit son exposition au prix à Sumas en n'achetant un approvisionnement que sur le marché de gaz de la station 2 et en Alberta. Tous les contrats de couverture qui avaient été mis en place aux termes de PGRP approuvés antérieurement, avant la suspension de la stratégie de couverture, ont expiré en 2014.

### ***Dégrouperment***

Le programme de choix offert aux clients des sociétés FortisBC Energy permet aux clients commerciaux et résidentiels admissibles de choisir d'acheter leur approvisionnement en gaz naturel

auprès des sociétés FortisBC Energy ou directement auprès de tiers négociants. Les sociétés FortisBC Energy continuent d'assurer le service de livraison du gaz naturel à l'ensemble de leurs clients.

Le programme est en vigueur depuis novembre 2004 dans le cas des clients commerciaux et depuis novembre 2007 dans le cas des clients résidentiels. Pour l'année 2014, environ 7 % des clients commerciaux admissibles et 5 % des clients résidentiels admissibles participaient au programme en achetant leur approvisionnement auprès d'autres fournisseurs.

## **Litiges**

### *Bande indienne de Coldwater*

En avril 2013, FHI et Fortis ont été nommées défenderesses dans une action intentée par la bande indienne de Coldwater devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique. L'action intentée concerne les intérêts se rapportant à un droit de passage de pipeline sur des terres de la réserve. Le pipeline situé sur le droit de passage a été transféré par FHI (alors Terasen Inc.) à Kinder Morgan Inc. en avril 2007. La bande indienne de Coldwater veut obtenir une ordonnance annulant le droit de passage et demande des dommages-intérêts en compensation d'une entrave injustifiée nuisant à l'utilisation et à la jouissance des terres de la réserve de la bande. L'issue ne peut être raisonnablement établie et évaluée pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés audités pour 2014.

### *Ville de Surrey*

FEI a été demanderesse dans une action devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique contre la ville de Surrey. Par cette action, elle demandait à la Cour de rendre une décision au sujet de la manière dont les coûts associés au déplacement d'un pipeline de transport de gaz naturel seraient partagés entre elle et la ville de Surrey. Ce déplacement a été rendu nécessaire en raison du déploiement et de l'agrandissement de l'infrastructure de transport de la ville de Surrey. FEI prétendait que les parties avaient une entente portant sur la répartition des coûts. La ville de Surrey a présenté des demandes reconventionnelles comprenant notamment une allégation selon laquelle FEI n'avait pas respecté cette entente et qu'en conséquence, la ville de Surrey avait subi des dommages. En décembre 2013, la Cour a rendu une décision par laquelle elle ordonnait à FEI et à la ville de Surrey d'assumer à parts égales le coût du déplacement du pipeline. Le tribunal a donné droit à la demande reconventionnelle de la ville de Surrey concernant la violation de l'entente par FEI. En décembre 2014, FEI et la ville de Surrey ont conclu un règlement à l'égard de l'ensemble des réclamations pendantes et des redressements demandés.

## **Ressources humaines**

Au 31 décembre 2014, les sociétés FortisBC Energy employaient 1 660 personnes. À peu près 70 % des employés sont représentés par la FIOE et le SEPB aux termes de conventions collectives. La convention collective conclue avec la FIOE est entrée en vigueur au milieu de 2012 et arrive à échéance le 31 mars 2015. Une nouvelle convention collective avec la FIOE a été ratifiée, et elle entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2015 et expirera le 31 mars 2019. Les conventions collectives conclues avec le SEPB expirent le 31 mars 2015 et le 31 mars 2017, respectivement.

## **3.3 Services publics réglementés d'électricité au Canada**

### **3.3.1 FortisAlberta**

FortisAlberta est une société réglementée de services publics de distribution d'électricité exerçant ses activités en Alberta. Elle a pour activités la propriété et l'exploitation d'installations réglementées de distribution d'électricité qui distribuent l'électricité produite par d'autres intervenants du marché, depuis des sous-stations de transport à haute tension jusqu'aux clients utilisateurs finals. FortisAlberta n'exerce pas d'activités de production, de transport ou de vente directe d'électricité. FortisAlberta possède et(ou) exploite le réseau de distribution d'électricité dans une part importante du sud et du centre de l'Alberta, qui compte des lignes de distribution déployées sur quelque 120 000 kilomètres. Bon nombre des clients de FortisAlberta sont situés dans des zones rurales et des banlieues en périphérie des villes d'Edmonton et de Calgary et entre ces villes. Le réseau de distribution de FortisAlberta sert quelque 530 000 clients, ce qui comprend les consommateurs d'électricité résidentiels, commerciaux, agricoles, pétroliers et gaziers et industriels, et ce réseau a répondu à une demande de pointe de 2 648 MW en 2014.

### Marchés et ventes

Les livraisons annuelles d'électricité de FortisAlberta se sont accrues, atteignant 17 372 GWh en 2014, comparativement à 16 934 GWh en 2013. Les produits ont atteint 518 millions de dollars en 2014 par rapport à 475 millions de dollars en 2013.

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

Le tableau suivant présente la composition des produits et des livraisons d'électricité de FortisAlberta selon les catégories de clients pour les exercices 2014 et 2013.

<b>FortisAlberta</b>				
<b>Produits et livraisons d'électricité selon les catégories de clients</b>				
	<b>Produits (%)</b>		<b>Livraisons en GWh <sup>1)</sup> (%)</b>	
	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Résidentiels	<b>30,5</b>	30,8	<b>17,1</b>	17,0
Commerces, industries et champ pétrolier de grande envergure	<b>21,5</b>	21,6	<b>61,3</b>	61,3
Installations agricoles	<b>11,8</b>	12,2	<b>7,5</b>	7,6
Petits commerces	<b>10,8</b>	11,0	<b>8,0</b>	7,9
Petit champ pétrolier	<b>8,1</b>	8,6	<b>5,7</b>	5,8
Autres <sup>2)</sup>	<b>17,3</b>	15,8	<b>0,4</b>	0,4
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	100,0	<b>100,0</b>	100,0

<sup>1)</sup> Les pourcentages en GWh présentés excluent les livraisons de FortisAlberta en GWh aux clients reliés au réseau de transport. Ces livraisons étaient de 7 076 GWh en 2014 et de 6 919 GWh en 2013, en fonction d'un règlement provisoire qui devrait devenir définitif en mai 2015, et consistaient principalement en des livraisons d'énergie faites à des clients industriels de grande envergure qui sont directement reliés au réseau de transport.

<sup>2)</sup> Cette catégorie inclut les produits réalisés à partir d'autres sources que la livraison d'énergie, y compris le service d'éclairage des voies publiques et les avenants, reports et rajustements tarifaires.

### Conventions de concession

FortisAlberta sert les clients résidant dans diverses municipalités disséminées dans ses territoires de desserte au moyen de conventions de concession conclues avec les municipalités respectives. Les autorités municipales en Alberta envisagent de temps à autre la création de leurs propres services publics de distribution d'électricité en achetant les biens de FortisAlberta qui se trouvent à l'intérieur des limites de leur municipalité. À la résiliation de la convention de concession ou en l'absence d'une telle convention, une municipalité a le droit, sous réserve de l'approbation de l'AUC, d'acheter les actifs de FortisAlberta qui se trouvent à l'intérieur des limites de la municipalité en vertu de la loi intitulée *Municipal Government Act* (Alberta) au prix dont conviennent FortisAlberta et la municipalité, à défaut de quoi ce prix devra être établi par l'AUC. De plus, en vertu de la loi intitulée *Hydro and Electric Energy Act* (Alberta), si une municipalité qui est propriétaire d'un réseau de distribution d'électricité étend ses limites, elle peut acquérir les biens de FortisAlberta dans le territoire annexé. Dans ces circonstances, la loi intitulée *Hydro and Electric Energy Act* prévoit que l'AUC peut décider si la municipalité devrait verser un dédommagement à FortisAlberta à l'égard de toute installation qui a été transférée sur le fondement du coût de remplacement après déduction de l'amortissement. Compte tenu de la croissance économique et démographique historique de l'Alberta et de ses municipalités, FortisAlberta est à l'occasion touchée par des opérations de cette nature.

FortisAlberta détient des conventions de concession conclues avec 140 municipalités au sein de son territoire de desserte. En 2012, FortisAlberta a obtenu l'approbation de l'AUC à l'égard d'un nouveau libellé de convention de concession. Ce nouveau libellé a été déposé auprès de l'AUC après des négociations menées avec l'organisme appelé Alberta Urban Municipalities Association et un processus de consultation avec les municipalités. La nouvelle convention de concession normalisée comporte une durée de 10 ans et est assortie d'une option qui permettra le renouvellement automatique de la convention pour une durée supplémentaire de cinq ans. Jusqu'à présent, FortisAlberta a fait

passer 95 des municipalités du territoire de desserte à la nouvelle convention de concession et à l'intention de faire passer à cette nouvelle convention 90 % des municipalités restantes d'ici la fin de 2015.

### **Ressources humaines**

Au 31 décembre 2014, FortisAlberta avait 1 144 travailleurs en équivalent temps plein. Environ 76 % des employés de FortisAlberta sont membres de la UUWA. En décembre 2013, Fortis Alberta en est venue à une entente avec la UUWA au sujet d'une nouvelle convention collective d'une durée de quatre ans expirant le 31 décembre 2017.

### **3.3.2 FortisBC Electric**

FortisBC Electric est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée propriétaire de centrales hydroélectriques, de lignes de transport à haute tension et d'un vaste réseau de biens de distribution situés dans l'intérieur méridional de la Colombie-Britannique. FortisBC Electric sert une combinaison diversifiée d'environ 166 000 clients, dont quelque 131 000 sont servis directement par FortisBC Electric à Kelowna, à Oliver, à Osoyoos, à Trail, à Castlegar, à Creston et à Rossland, tandis que les autres le sont au moyen d'ententes d'approvisionnement en gros d'électricité conclues avec des distributeurs municipaux dans les collectivités de Summerland, de Penticton, de Grand Forks et de Nelson, ainsi qu'avec BC Hydro. En 2014, FortisBC Electric a répondu à une demande de pointe de 684 MW. Les clients résidentiels représentent la plus grande catégorie de clients de FortisBC Electric. Les biens de transport et de distribution de FortisBC Electric incluent des lignes de transport et de distribution sur environ 7 200 kilomètres et 65 sous-stations.

FortisBC Electric fournit également des services reliés à l'exploitation, à l'entretien et à la gestion de la centrale de production hydroélectrique Waneta de 493 MW appartenant à Teck Metals et BC Hydro, de la centrale hydroélectrique Brilliant de 149 MW appartenant à CPC et à CBT, de la centrale hydroélectrique Arrow Lakes de 185 MW appartenant à CPC et à CBT par l'intermédiaire de Arrow Lakes Power Corporation et de l'agrandissement de la centrale hydroélectrique Brilliant de 120 MW appartenant à CPC et à CBT par l'intermédiaire de Brilliant Expansion Power Corporation et du partenariat Waneta.

### **Marché et ventes**

FortisBC Electric a un bassin de clients variés constitué surtout de clients résidentiels, commerciaux, industriels, de municipalités clientes du service de gros et d'autres clients industriels. Les ventes annuelles d'électricité ont atteint 3 179 GWh en 2014, comparativement à 3 211 GWh pour 2013. Les produits ont augmenté, passant de 317 millions de dollars en 2013 à 334 millions de dollars en 2014.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'électricité de FortisBC Electric selon les catégories de clients pour les exercices 2014 et 2013.

<b>FortisBC Electric</b>				
<b>Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients</b>				
	<b>Produits (%)</b>		<b>Ventes en GWh (%)</b>	
	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Résidentiels	<b>48,4</b>	50,1	<b>41,2</b>	45,3
Commerciaux	<b>24,7</b>	23,2	<b>28,9</b>	23,7
Ventes en gros	<b>13,0</b>	15,5	<b>18,1</b>	21,6
Industriels	<b>9,0</b>	8,5	<b>11,8</b>	9,4
Autres <sup>1)</sup>	<b>4,9</b>	2,7	–	–
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	100,0	<b>100,0</b>	100,0

<sup>1)</sup> Cette catégorie inclut les produits provenant de sources autres que la vente d'électricité, y compris les produits de FortisBC Pacific Holdings découlant des services non réglementés d'exploitation, d'entretien et de gestion.

## ***Production et approvisionnement en électricité***

FortisBC Electric comble les besoins d'approvisionnement en électricité de ses clients par une combinaison de sa propre production et de contrats d'achat d'électricité. FortisBC Electric possède quatre centrales hydroélectriques réglementées sur la rivière Kootenay d'une puissance globale de 225 MW fournissant à peu près 45 % de ses besoins énergétiques et 30 % de sa capacité de pointe requise. FortisBC Electric comble le reste de ses besoins au moyen d'un portefeuille de CAE à long et à court termes.

Les quatre centrales de production hydroélectrique de FortisBC Electric sont régies par la CCC. La CCC est une convention multipartite permettant aux cinq propriétaires distincts de huit grandes centrales hydroélectriques (d'une puissance combinée de quelque 1 600 MW et relativement proches les unes des autres) de coordonner l'exploitation et les activités de répartition de leurs centrales.

Le tableau suivant présente les centrales et indique leur puissance ainsi que leurs propriétaires.

<b>Centrale</b>	<b>Puissance (MW)</b>	<b>Propriétaires</b>
Centrale Canal	580	BC Hydro
Barrage Waneta	493	Teck Metals et BC Hydro
Réseau de la rivière Kootenay	225	FortisBC Electric
Barrage Brilliant et agrandissement	269	BPC et BEPC
<b>Total</b>	<b>1 567</b>	

BPC, BEPC, Teck Metals et FortisBC Electric sont collectivement définies dans la CCC en tant que parties à l'admissibilité. La CCC permet à BC Hydro et aux parties à l'admissibilité de produire plus d'électricité à partir de leurs centrales de production respectives qu'elles ne pourraient le faire si elles faisaient affaire de façon indépendante, grâce à une utilisation coordonnée des débits d'eau aux termes du Traité du fleuve Columbia de 1961 entre le Canada et les États-Unis, et à l'exploitation coordonnée des réservoirs de stockage et des centrales. Aux termes de la CCC, BC Hydro accueille dans son réseau toute l'électricité réellement produite par les centrales énumérées dans le tableau ci-dessus. En échange de l'autorisation accordée à BC Hydro de fixer le débit de ces installations, chacune des parties à l'admissibilité est autorisée par contrat à recevoir son admissibilité annuelle fixe de puissance et d'énergie de BC Hydro, qui est fondée sur un historique de débits d'eau sur 50 ans. Les parties à l'admissibilité reçoivent leurs admissibilités établies, sans égard aux débits d'eau réels à destination de leurs centrales. BC Hydro bénéficie des avantages de l'électricité additionnelle produite grâce à l'exploitation coordonnée et à l'utilisation optimale des débits d'eau. Les parties à l'admissibilité ont l'avantage de connaître plusieurs années à l'avance la quantité d'électricité qu'elles recevront de leurs centrales et, par conséquent, elles ne sont pas soumises à la variabilité hydrologique lorsqu'elles planifient l'approvisionnement de la production. Toutefois, FortisBC Electric conserve à perpétuité les droits relatifs à ses permis d'exploitation hydraulique et à ses débits originaux. Si la CCC prenait fin, la production des centrales du réseau de la rivière Kootenay de FortisBC Electric correspondrait, avec le débit d'eau et le stockage autorisés aux termes de ses permis existants et en fonction d'une moyenne à long terme, à peu près à la production que FortisBC Electric peut réaliser dans le cadre de la CCC. La CCC n'a aucune incidence sur la propriété des biens de production matériels par FortisBC Electric. La CCC demeure en vigueur jusqu'à ce qu'elle soit résiliée par l'une des parties moyennant un avis d'au moins cinq ans donné à tout moment à compter du 31 décembre 2030.

La plus grande partie du reste de l'approvisionnement en électricité de FortisBC Electric est acquise grâce aux contrats d'achat d'électricité suivants :

- i. un CAE à long terme de 149 MW conclu avec BPC prenant fin en 2056 (le « CAE Brilliant »);
- ii. un CAE de 200 MW conclu avec BC Hydro prenant fin en 2033 (le « CAE BC Hydro »);
- iii. une entente sur la capacité et l'achat d'électricité conclue avec CPC visant un total de 78 500 MWh pour la période allant de 2013 à 2017 (l'« entente sur la capacité et l'achat d'électricité de l'agrandissement Brilliant »);
- iv. divers petits contrats d'achat d'électricité avec des producteurs d'électricité indépendants;
- v. des achats sur le marché au comptant et des achats de capacité contractuelle; et

- vi. une entente d'une durée de 40 ans visant l'achat de capacité de l'Expansion Waneta à compter de l'achèvement de la construction, qui est prévu pour le printemps 2015 (la « ECEW »).

La plupart de ces contrats d'achat ont été acceptés par la BCUC, et les coûts estimés et engagés aux termes de ceux-ci sont transmis aux abonnés dans les tarifs d'électricité de FortisBC Electric. Bien que FortisBC Electric puisse actuellement combler la plus grande partie des besoins en approvisionnement de ses clients par sa propre production et les CAE décrits ci-dessus, il se peut qu'elle doive, pour couvrir une partie de la charge des services aux clients durant les périodes de demande de pointe de l'été et de l'hiver, se tourner vers le marché pour y acheter de l'électricité à court terme. À condition d'être engagés avec prudence, les coûts associés à ces achats sont récupérés au moyen des tarifs aux clients.

#### *CAE Brilliant*

En vertu du CAE Brilliant, FortisBC Electric a convenu d'acheter à long terme à BPC i) l'admissibilité attribuée à la centrale hydroélectrique Brilliant et ii) après l'expiration de la CCC, le débit électrique réel produit par la centrale hydroélectrique Brilliant. Bien que l'admissibilité totale soit de 985 000 MWh, FortisBC Electric n'achète pas les quelque 60 000 MWh du débit réglementé majoré auquel elle a droit aux termes du CAE Brilliant. Toutefois, FortisBC Electric a conclu avec CPC un autre contrat visant cette électricité pour une période de cinq ans, comme il est indiqué ci-après. Le CAE Brilliant recourt à une structure contractuelle d'achat ferme obligeant FortisBC Electric à payer l'admissibilité de la centrale hydroélectrique Brilliant, peu importe si FortisBC Electric en prend réellement livraison. FortisBC Electric ne prévoit pas de circonstances aux termes desquelles elle devrait payer l'électricité dont elle n'a pas besoin. Durant les 30 premières années de la durée du CAE Brilliant, FortisBC Electric verse à BPC un montant qui couvre les coûts d'exploitation et d'entretien de la centrale hydroélectrique Brilliant et prévoit un rendement sur le capital, y compris les coûts d'achat initiaux, les coûts de réinvestissement de maintien et tout investissement relatif au prolongement de durée. Durant les 30 années suivantes de la durée du CAE Brilliant (à compter de 2026), un rajustement recourant à un mécanisme de prix du marché fondé sur la valeur comptable nette de la centrale hydroélectrique Brilliant et sur les coûts d'exploitation alors en vigueur sera apporté aux montants payables par FortisBC Electric. Le CAE Brilliant a comblé environ 26 % des besoins énergétiques de FortisBC Electric en 2014.

#### *CAE BC Hydro*

FortisBC Electric est signataire du CAE BC Hydro, qui lui accorde de l'électricité additionnelle pour combler ses besoins de charge, jusqu'à concurrence d'une demande maximum de 200 MW. L'énergie achetée conformément au CAE BC Hydro a fourni environ 17 % des besoins énergétiques de FortisBC Electric en 2014. Le CAE BC Hydro actuel, qui a remplacé le CAE antérieur conclu avec BC Hydro, a été approuvé par la BCUC en mai 2014. La durée du CAE actuel expire en septembre 2033.

#### *Entente sur la capacité et l'achat d'électricité de l'agrandissement Brilliant*

En novembre 2012, FortisBC Electric a conclu une entente visant l'achat des droits d'admissibilité inutilisés de CPC en matière de capacité et d'énergie de 2013 à 2017. Les droits d'admissibilité ont trait à la centrale hydroélectrique Brilliant et à la centrale hydroélectrique de l'agrandissement Brilliant, y compris une tranche de 60 000 MWh provenant de la centrale hydroélectrique Brilliant qui n'est pas incluse dans le CAE Brilliant. Cette entente vise un total de 78 500 MWh et a fourni environ 2 % des besoins en énergie de FortisBC Electric en 2014.

#### *Achats auprès des producteurs indépendants*

FortisBC Electric a divers petits contrats d'achat d'électricité auprès de producteurs d'électricité indépendants, lesquels ont fourni collectivement moins de 1 % des exigences d'approvisionnement en énergie de FortisBC Electric en 2014. La BCUC a accepté la plupart de ces contrats.

#### *Achats sur le marché au comptant et achats de capacité contractuelle*

En 2014, FortisBC Electric a conclu diverses ententes d'achat de capacité et d'énergie sur le marché pour combler ses besoins énergétiques de pointe et optimiser l'ensemble de son portefeuille de sources d'approvisionnement en électricité. Certains de ces achats ont été conclus aux taux du marché en vigueur, proviennent des États-Unis et de la Colombie-Britannique et sont ordinairement liés aux prix au carrefour Mid-Columbia dans le nord-ouest du Pacifique aux États-Unis. En 2010, FortisBC Electric a conclu une convention afin d'effectuer des achats de capacité hivernale à prix fixe jusqu'en février 2016 pour contribuer à atténuer les risques relatifs à l'instabilité du marché et à la disponibilité.

Les achats sur le marché au comptant et les achats contractuels ont comblé environ 9 % des besoins énergétiques de FortisBC Electric en 2014.

#### *ECEW*

La société a conclu l'ECEW portant sur l'achat de capacité de l'Expansion Waneta, une centrale hydroélectrique de 335 MW actuellement en construction qui est adjacente à la centrale Waneta existante, sur la Rivière Pend d'Oreille, en Colombie-Britannique. L'Expansion Waneta est détenue en propriété et aménagée et sera exploitée par une société en commandite dont les commanditaires sont la société mère ultime de FortisBC Electric, Fortis, qui détient une participation de 51 %, et une filiale en propriété exclusive de CPC et de CBT, individuellement. L'ECEW, qui a été approuvée par la BCUC le 25 mai 2012, permet à FortisBC Electric d'acheter une capacité sur une période de 40 ans. On prévoit qu'elle demeurera en vigueur pour une durée de 40 ans à compter de l'achèvement de l'Expansion Waneta au printemps 2015.

#### **Litiges**

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a invoqué de prétendus manquements au code d'exploitation forestière et une conduite négligente relativement à un feu de forêt qui a eu lieu près du Lac Vaseux et a signifié une assignation et demande introductive d'instance datées du 2 août 2005 à l'endroit de FortisBC Electric. En septembre 2014, un règlement a été conclu dans ce dossier, et une quittance intégrale et un abandon de l'action sur consentement ont été signés et produits. Étant donné que FortisBC Electric était assurée à l'égard de cette réclamation, le règlement n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice net consolidé de la société pour 2014.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a produit une réclamation devant la Cour suprême de la Colombie-Britannique en juin 2012, alléguant pour son propre compte et pour celui d'environ 17 propriétaires de maisons des dommages subis par suite d'un glissement de terrain causé par la défaillance d'un barrage à Oliver, en Colombie-Britannique, en 2010. Dans sa réclamation, le gouvernement de la Colombie-Britannique allègue que la défaillance du barrage résulte de l'utilisation par les défendeurs, dont FortisBC Electric, d'une route surplombant le barrage. Selon les estimations du gouvernement de la Colombie-Britannique, ses dommages et ceux des propriétaires de maisons pour le compte de qui il exerce sa réclamation s'établissent à environ 15 millions de dollars. FortisBC Electric n'a reçu aucune signification à cet égard, mais elle a retenu des conseillers juridiques et avisé ses assureurs. Le résultat final de cette réclamation ne peut être établi pour l'instant et, par conséquent, aucun montant n'a été provisionné aux états financiers consolidés audités pour 2014.

#### **Ressources humaines**

En date du 31 décembre 2014, FortisBC Electric employait 500 personnes en équivalent temps plein. Quelque 70 % des salariés sont représentés par la FIOE et le SEPB. La convention collective conclue avec la FIOE expire le 31 janvier 2018. Les deux conventions collectives que FortisBC Electric a conclues avec le SEPB expirent le 31 décembre 2018 et le 31 mars 2017.

#### **3.3.3 Entreprises de services publics d'électricité dans l'Est du Canada**

Les entreprises de services publics d'électricité dans l'Est du Canada comprennent l'exploitation de Newfoundland Power, de Maritime Electric et de FortisOntario.

Newfoundland Power est une entreprise intégrée de services publics d'électricité et le principal distributeur d'électricité de la partie insulaire de Terre-Neuve-et-Labrador, servant quelque 259 000 clients dans environ 600 collectivités. Newfoundland Power a répondu à une demande de pointe de 1 398 MW en 2014. Newfoundland Power est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 11 900 kilomètres.

La société, par l'entremise de FortisWest, détient toutes les actions ordinaires de Maritime Electric. Maritime Electric est une entreprise intégrée de services publics d'électricité qui approvisionne directement environ 78 000 clients, soit quelque 90 % des consommateurs d'électricité de l'Î.-P.-É. Maritime Electric achète la plus grande partie de l'énergie qu'elle distribue à ses clients à Énergie NB, une société d'État du Nouveau-Brunswick, au moyen de divers contrats d'achat d'énergie. Maritime Electric est propriétaire et exploitante de centrales dans l'Î.-P.-É. dotées d'une puissance combinée

de 150 MW et a répondu à une demande de pointe de 256 MW en 2014. Maritime Electric est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 5 700 kilomètres.

FortisOntario fournit un service public d'électricité intégré à environ 65 000 clients de Fort Erie, de Cornwall, de Gananoque, de Port Colborne et du district d'Algoma, en Ontario. L'exploitation de FortisOntario est composée de Compagnie d'énergie Niagara, de Cornwall Electric et d'Algoma Power. FortisOntario est également propriétaire d'une participation de 10 % dans certaines sociétés régionales de distribution d'électricité servant à peu près 39 000 clients. FortisOntario a répondu à une demande de pointe combinée de 264 MW en 2014. FortisOntario possède et exploite des lignes de transport et de distribution sur quelque 3 500 kilomètres.

### **Marché et ventes**

Les ventes annuelles d'électricité attribuables aux entreprises de services publics d'électricité dans l'Est du Canada se sont établies à 8 376 GWh en 2014, comparativement à 8 168 GWh en 2013. Les produits se sont établis à 1 008 millions de dollars en 2014, comparativement à 975 millions de dollars en 2013.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'électricité des entreprises de services publics d'électricité dans l'Est du Canada selon les catégories de clients pour les exercices 2014 et 2013.

<b>Entreprises de services publics d'électricité dans l'Est du Canada</b>				
<b>Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients</b>				
	<b>Produits (%)</b>		<b>Ventes en GWh (%)</b>	
	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Résidentiels	<b>56,1</b>	55,2	<b>56,4</b>	56,4
Commerciaux et industriels	<b>41,1</b>	40,7	<b>43,5</b>	43,4
Autres <sup>1)</sup>	<b>2,8</b>	4,1	<b>0,1</b>	0,2
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	100,0	<b>100,0</b>	100,0

<sup>1)</sup> Cette catégorie comprend les produits réalisés à partir d'autres sources que la vente d'électricité.

### **Approvisionnement en électricité**

#### Newfoundland Power

Newfoundland Power comble environ 93 % de ses besoins en électricité auprès de Newfoundland Hydro. Les principales modalités des ententes d'approvisionnement conclues avec Newfoundland Hydro sont réglementées par le PUB, d'une manière similaire à celle dont est réglementé le service que Newfoundland Power offre à ses clients.

La structure tarifaire applicable à l'énergie achetée détermine les tarifs que Newfoundland Hydro exige de Newfoundland Power à l'égard de l'énergie achetée et comprend des frais liés à la demande et à l'énergie achetée. Les frais liés à la demande sont fondés sur l'application d'un tarif à la demande de pointe selon la facturation pour la dernière saison hivernale. Les frais liés à l'énergie sont des frais établis en deux blocs, les frais liés au second bloc étant établis à un niveau plus élevé pour refléter le coût marginal de Newfoundland Hydro pour la production de l'électricité.

Le PUB étudie actuellement une demande tarifaire générale présentée par Newfoundland Hydro qui établira un nouveau tarif de gros pour Newfoundland Power. L'issue de cette demande, ainsi que les variations futures des coûts d'approvisionnement, y compris les coûts liés à l'aménagement des installations de production hydroélectrique de la centrale Muskrat Falls de Nalcor Energy et des actifs de transports connexes, pourraient influencer sur les prix de l'électricité de telle façon que les ventes de Newfoundland Power pourraient être touchées.

En janvier 2013 et en janvier 2014, Newfoundland Power a subi des pertes d'approvisionnement en électricité causée par Newfoundland Hydro, ce qui a empêché Newfoundland Power de satisfaire à tous les besoins de ses clients. Le PUB mène une enquête et tient une audience sur ces interruptions. Le consultant du PUB a déposé des rapports définitifs sur le caractère adéquat et la fiabilité du système d'interconnexion insulaire jusqu'à l'interconnexion avec les installations de Muskrat Falls le 18 décembre 2014. Ces rapports n'indiquaient aucune faille importante du réseau de Newfoundland

Power sur le plan de la fiabilité, mais ils faisaient état de certaines faiblesses du réseau de Newfoundland Hydro. Le PUB analyse actuellement les rapports de son consultant et a indiqué qu'il se pencherait sur les questions à plus long terme associées au caractère adéquat et à la fiabilité du système d'interconnexion insulaire après l'interconnexion avec les installations de Muskrat Falls dans le cadre d'une étape subséquente de son processus d'enquête et d'audition. L'enquête sur ces aspects devrait se poursuivre en 2015.

Par suite de la perte de l'approvisionnement et des pannes de courant qui en ont résulté en 2014, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a engagé des consultants pour mener un examen indépendant du réseau actuel d'électricité de Terre-Neuve-et-Labrador. Cet examen porte sur l'exploitation, la gestion et la réglementation des réseaux d'électricité provinciaux, y compris celui de l'île de Terre-Neuve. Cet examen se poursuit.

Newfoundland Power exploite 28 petites centrales qui produisent environ 7 % de l'électricité vendue par celle-ci. Les centrales hydroélectriques de Newfoundland Power ont une capacité totale de 97 MW. Les centrales au diesel et les turbines à gaz ont une capacité totale d'environ 5 MW et 37 MW, respectivement.

#### Maritime Electric

Maritime Electric a acheté à Énergie NB 76% de l'électricité dont elle avait besoin pour répondre à la demande de ses clients en 2014. Le reste provenait de l'achat de l'énergie éolienne produite sur l'Î.-P.-É. par des stations appartenant à PEI Energy Corporation et par des installations de production situées sur l'île appartenant à Maritime Electric. Les installations de production de Maritime Electric sur l'île sont utilisées surtout durant les périodes de pointe, pour le chargement des câbles sous-marins et pour les situations d'urgence.

Maritime Electric détient deux contrats d'achat ferme d'énergie ou de capacité, à savoir i) un contrat à prix fixe avec Énergie NB expirant le 29 février 2016 et ii) un contrat visant une capacité de transport qui permet à Maritime Electric de réserver 30 MW de capacité de transport vers les États-Unis sur une ligne internationale de transport d'électricité, qui expire en novembre 2032.

Maritime Electric a droit à environ 4,55 % de la production de Point Lepreau pendant la durée de vie de celle-ci, et elle doit payer sa part du coût en capital et des charges d'exploitation de la centrale. Un important programme de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau a été exécuté de 2008 à 2012 pour prolonger la durée de vie utile de ces installations.

La loi intitulée *Renewable Energy Act* (Î.-P.-É.) dispose que 15 % des ventes annuelles d'énergie de Maritime Electric doivent provenir de sources d'énergie renouvelable. En 2014, environ 25 % des besoins liés aux ventes d'énergie totales ont été comblés par des sources d'énergie renouvelable.

#### FortisOntario

Les besoins énergétiques des territoires de desserte de FortisOntario sont comblés à partir de diverses sources. Compagnie d'énergie Niagara achète à la SIERE l'électricité dont elle a besoin pour approvisionner Fort Erie et Port Colborne. Compagnie d'énergie Niagara se procure environ 81 % de l'énergie dont elle a besoin pour Gananoque au moyen d'achats mensuels auprès de Hydro One, et les quelque 19 % restants au moyen d'achats, grâce à l'initiative visant les contrats d'hydroélectricité, auprès des cinq centrales hydroélectriques de Fortis Generation East Partnership. Algoma Power fait 100 % de ses achats d'énergie auprès de la SIERE.

En vertu du Code des services d'approvisionnement ordinaire (SAO) de la CEO, Compagnie d'énergie Niagara et Algoma Power sont obligées de fournir un service d'approvisionnement courant à tous leurs clients qui n'ont pas choisi de signer de contrat avec un détaillant d'électricité. Cette énergie est fournie aux clients à des prix réglementés ou aux prix du marché.

Cornwall Electric achète la quasi-totalité de ses besoins en électricité à Marketing d'énergie Hydro-Québec aux termes de deux contrats à durée déterminée. Le premier contrat vise un approvisionnement d'environ 205 GWh d'énergie par année et une capacité d'au plus 45 MW au même moment. Le deuxième contrat prévoit une capacité et de l'énergie de 100 MW et un minimum de 300 GWh d'énergie par année. Les deux contrats expirent en décembre 2019.

## **Ressources humaines**

### Newfoundland Power

Au 31 décembre 2014, Newfoundland Power avait 665 travailleurs en équivalent temps plein, dont environ 50 % étaient membres d'unités de négociation représentées par la FIOE. Newfoundland Power a deux conventions collectives régissant ses employés syndiqués représentés par la FIOE. L'une des unités de négociation est composée principalement d'employés de bureau, l'autre regroupant surtout des travailleurs de métiers spécialisés. Ces deux conventions collectives ont expiré le 30 septembre 2014. En décembre 2014, Newfoundland Power et la FIOE ont conclu une entente de principe, sous réserve de ratification par les membres.

### Maritime Electric

Au 31 décembre 2014, Maritime Electric employait 177 personnes en équivalent temps plein, desquelles à peu près 70 % étaient représentées par la FIOE aux termes d'une convention collective qui expirera le 31 décembre 2018.

### FortisOntario

Au 31 décembre 2014, FortisOntario employait 196 personnes en équivalent temps plein, dont environ 59 % étaient représentées par le SCFP à Cornwall, la FIOE dans la région de Niagara et à Gananoque et le Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique, affilié au SCFP, dans la région d'Algoma. Les conventions collectives s'appliquant à ces membres du personnel expirèrent respectivement les 30 avril 2016, 29 février 2016 et 31 juillet 2016, et 31 décembre 2016.

## **3.4 Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes**

Le secteur des services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes comprend Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos.

Caribbean Utilities est une entreprise intégrée de services publics d'électricité et le seul fournisseur d'électricité de l'île Grand Caïman, aux îles Caïman, et sert environ 28 000 clients. Cette société a répondu à une demande de pointe de quelque 100 MW en 2014. Caribbean Utilities est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur plus de 700 kilomètres, y compris un câble sous-marin sur 24 kilomètres. Fortis détient une participation conférant le contrôle d'environ 60 % dans cette entreprise de services publics (60 % au 31 décembre 2013). Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse TSX (TSX:CUP.U).

Fortis Turks and Caicos est composée de deux entreprises intégrées de services publics d'électricité qui servent environ 13 000 clients, dans certaines des îles Turques et Caïques. Ces entreprises de services publics ont répondu à une demande de pointe combinée de quelque 37 MW en 2014. Fortis Turks and Caicos est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 600 kilomètres.

## **Marché et ventes**

Les ventes annuelles d'électricité se sont établies à 771 GWh en 2014, comparativement à 749 GWh en 2013. Les produits ont été de 321 millions de dollars en 2014, comparativement à 290 millions de dollars en 2013.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'électricité des services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes selon les catégories de clients pour les exercices 2014 et 2013.

<b>Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes</b>				
<b>Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients</b>				
	<b>Produits (%)</b>		<b>Ventes en GWh (%)</b>	
	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Résidentiels	<b>44,0</b>	44,7	<b>42,6</b>	42,6
Commerciaux et industriels	<b>54,9</b>	53,9	<b>57,4</b>	57,4
Autres <sup>1)</sup>	<b>1,1</b>	1,4	<b>-</b>	-
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	100,0	<b>100,0</b>	100,0

<sup>1)</sup> Y compris les produits tirés d'autres sources que la vente d'électricité

### **Approvisionnement en électricité**

Caribbean Utilities compte sur des centrales au diesel pour produire sur place l'électricité destinée à l'île du Grand Caïman. L'île du Grand Caïman n'offre aucun potentiel hydroélectrique ni aucune ressource thermique inhérente, et Caribbean Utilities doit s'en remettre au carburant diesel qui est importé à Grand Caïman à partir des raffineries situées dans les Caraïbes et le golfe du Mexique principalement. Caribbean Utilities possède une capacité de production installée d'environ 132 MW.

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 respectivement, aux termes de chacun des contrats, environ 60 % et 40 % de ses besoins en combustible diesel. Chacun de ces contrats a été renouvelé pour une durée supplémentaire de 18 mois en septembre 2014. Caribbean Utilities peut renouveler chacun de ces contrats pour une durée supplémentaire de 18 mois. Elle a également un contrat d'approvisionnement en huile de graissage d'une durée de cinq ans avec Automotive Art Limited. Ces contrats permettent à Caribbean Utilities d'acheter du combustible et de l'huile de graissage auprès de fournisseurs qui, d'après elle, lui offrent des modalités et des prix concurrentiels. Ces deux contrats relatifs au combustible et à l'huile de graissage comportent des modalités de reprise après catastrophe et de continuité des activités s'il survient des perturbations prévisibles de l'approvisionnement afin de réduire leur incidence sur l'exploitation de Caribbean Utilities.

En octobre 2014, la ERA a annoncé que Caribbean Utilities était l'adjudicataire d'une nouvelle capacité de production. Caribbean Utilities aménagera et exploitera une nouvelle centrale au diesel d'une capacité de 39,7 MW, y compris deux unités de production alimentées au diesel de 18,5 MW et une turbine à vapeur de 2,7 MW alimentée par la récupération de chaleur. Le coût du projet est évalué à 85 millions de dollars US, et la centrale devrait être mise en service au plus tard en juin 2016. Par la suite, en novembre 2014, la ERA a délivré à Caribbean Utilities un nouveau permis non exclusif de production d'électricité pour une durée de 25 ans qui expirera en novembre 2039.

Fortis Turks and Caicos compte sur des centrales au diesel sur place dont la capacité de production installée est de 76 MW pour produire l'électricité destinée à ses clients.

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

### **Ressources humaines**

Au 31 décembre 2014, les services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes employaient 364 personnes en équivalent temps plein. Les 206 membres du personnel de Caribbean Utilities et les 158 membres du personnel de Fortis Turks and Caicos ne sont pas syndiqués.

### 3.5 Activités non réglementées – Fortis Generation

Le tableau suivant résume l'actif de production non réglementé de la société par emplacement.

<b>Activités non réglementées – Fortis Generation</b>			
<b>Actifs</b>			
<b>Emplacement</b>	<b>Centrales</b>	<b>Combustibles</b>	<b>Puissance (MW)</b>
Belize	3	hydroélectrique	51
Colombie-Britannique <sup>1)</sup>	1	hydroélectrique	16
Nord de l'État de New York	4	hydroélectrique	23
Ontario	7	hydroélectrique, thermique	13
<b>Total</b>	<b>15</b>		<b>103</b>

<sup>1)</sup> Une fois terminée, l'Expansion Waneta fournira une capacité de production hydroélectrique supplémentaire de 335 MW à la Colombie-Britannique.

Les activités de production non réglementées au Belize sont constituées des installations de production hydroélectrique Mollejon de 25 MW, de Chalillo de 7 MW et de Vaca de 19 MW. La totalité de la production de ces centrales est vendue à Belize Electricity en vertu de CAE d'une durée de 50 ans échéant en 2055 et en 2060. Les activités de production hydroélectrique au Belize sont exercées par l'intermédiaire de BECOL, filiale en propriété exclusive indirecte de la société, aux termes d'une convention de concession conclue avec le gouvernement du Belize. En octobre 2011, le gouvernement du Belize aurait modifié la Constitution du Belize afin de rendre obligatoire la participation majoritaire du gouvernement dans trois fournisseurs de services publics, y compris Belize Electricity, mais à l'exclusion de BECOL. Fortis, par l'entremise de ses filiales, conteste la légalité de ces modifications en ce qui a trait à Belize Electricity. Le gouvernement du Belize a également indiqué qu'il n'avait pas l'intention d'exproprier BECOL. Fortis continue de contrôler Belize Electricity et d'en consolider les états financiers.

Les activités de production non réglementées de FortisBC Inc. comprennent la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden de 16 MW, près de Lillooet, en Colombie-Britannique. Toute la production de Walden est vendue à BC Hydro conformément à un contrat à long terme qui ne peut être résilié avant 2024. Les activités de production non réglementées en Colombie-Britannique englobent également la participation majoritaire de 51 % de la société dans le partenariat Waneta, dont la participation restante de 49 % revient à CPC/CBT. Fortis exploitera et maintiendra cet investissement dans des activités non réglementées lorsque ces installations seront mises en service, ce qui est prévu pour le printemps 2015.

À la fin de 2010, le partenariat Waneta a entrepris la construction, au coût de 900 millions de dollars, de l'Expansion Waneta de 335 MW, située près du barrage Waneta et des installations de production sur la rivière Pend d'Oreille, au sud de Trail, en Colombie-Britannique. Ce projet respecte jusqu'à présent l'échéancier et le budget. Environ 679 millions de dollars au total ont été dépensés pour l'Expansion Waneta depuis le début de la construction, et des dépenses de 100 millions de dollars y ont été effectuées en 2014. Parmi les principales activités de construction qui se sont déroulées en 2014 figurent le quasi-achèvement des travaux de génie civil pour deux galeries d'amenée et des transitions, l'excavation du canal de fuite ainsi que l'installation des systèmes auxiliaires de mécanique et d'électricité de la centrale. L'enlèvement des bouchons du canal de fuites et de la prise d'eau s'est poursuivi jusqu'à la fin de 2014 et devrait être quasiment achevé en 2015. L'assemblage des composantes des turbines et des génératrices s'est poursuivi, et l'essai mécanique de la première unité effectué en décembre a été couronné de succès. Des dépenses de l'ordre de 76 millions de dollars devraient être engagées en 2015. Les principales activités relatives à ce projet pour 2015 comprennent la réalisation des essais et de la mise en service, des tests aux fins de la commercialisation de l'électricité, puis le quasi-achèvement des travaux au printemps 2015. Pour de plus amples renseignements, se reporter au paragraphe 3.3.2 de la présente notice annuelle de 2014.

Par l'entremise de FortisUS Energy, une filiale indirecte en propriété exclusive, la société est propriétaire et exploitante de quatre centrales hydroélectriques dans le nord de l'État de New York, dotées d'une capacité combinée d'environ 23 MW, exploitées sous licences de la FERC. Les quatre centrales vendent de l'énergie aux taux du marché aux termes de contrats d'achat avec Niagara Mohawk Power Corporation.

Les activités de production non réglementées de FortisOntario sont constituées de l'exploitation d'une centrale de cogénération alimentée au gaz de 5 MW à Cornwall. Toute la production d'énergie thermique de cette centrale est vendue à des tiers externes, tandis que toute la production d'électricité est vendue à Cornwall Electric. Fortis Generation East Partnership est propriétaire et exploitante de six petites centrales hydroélectriques d'une capacité combinée de 8 MW dans l'est de l'Ontario. L'électricité produite par ces installations est vendue à l'Office de l'électricité de l'Ontario, grâce à l'initiative visant les contrats d'hydroélectricité, aux termes de contrats à prix fixe.

### **Marché et ventes**

Les ventes annuelles d'énergie provenant des actifs de production non réglementés se sont établies à 407 GWh en 2014, comparativement à 386 GWh en 2013. Les produits se sont élevés à 38 millions de dollars en 2014, comparativement à 35 millions de dollars en 2013.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'énergie de Fortis Generation East Partnership selon les emplacements pour les exercices 2014 et 2013.

<b>Activités non réglementées – Fortis Generation</b>				
<b>Produits et ventes d'énergie selon les emplacements</b>				
	<b>Produits (%)</b>		<b>Ventes en GWh (%)</b>	
	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Belize	<b>71,0</b>	72,5	<b>60,3</b>	64,2
Ontario	<b>13,2</b>	15,6	<b>13,2</b>	13,1
Colombie-Britannique	<b>5,5</b>	5,4	<b>8,3</b>	7,9
Nord de l'État de New York	<b>10,3</b>	6,5	<b>18,2</b>	14,8
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	100,0	<b>100,0</b>	100,0

### **Ressources humaines**

Au 31 décembre 2014, Fortis Generation East Partnership employait 40 personnes en équivalent temps plein, dont aucune n'est visée par une convention collective.

### **3.6 Activités non réglementées – Autres que de services publics**

En 2014, le secteur des investissements autres que de services publics comprenait Fortis Properties et Griffith. Griffith a été acquise dans le cadre de l'acquisition de CH Energy Group en juin 2013 et a été vendue en mars 2014.

Fortis Properties est propriétaire et exploitante de 23 hôtels comptant plus de 4 400 chambres au total dans huit provinces canadiennes et d'immeubles de bureaux et de commerces de détail couvrant une superficie approximative de quelque 2,8 millions de pieds carrés principalement dans le Canada atlantique. Au quatrième trimestre de 2014, Fortis Properties a achevé pour l'essentiel la construction d'un immeuble de bureaux de douze étages au centre-ville de St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador. L'immeuble comprend une superficie locative de 143 500 pieds carrés de locaux pour bureaux de catégorie A.

En septembre 2014, la société a annoncé qu'elle amorcerait un examen des options stratégiques à l'égard de son entreprise hôtelière et immobilière commerciale. Les options stratégiques pourraient inclure notamment une vente de la totalité ou d'une partie des actifs, une vente des actions de Fortis Properties ou un premier appel public à l'épargne.

Les produits se sont établis à 249 millions de dollars en 2014, comparativement à 248 millions de dollars en 2013. En 2014, Fortis Properties a tiré quelque 28 % de ses produits des activités immobilières et 72 %, de l'exploitation hôtelière, cette répartition étant à peu près la même l'an dernier. En 2014, Fortis Properties a dégagé environ 42 % de son bénéfice d'exploitation des activités immobilières et 58 % de l'exploitation hôtelière.

Le tableau ci-dessous présente les immeubles de bureaux et de commerces de détail dont Fortis Properties est propriétaire.

<b>Fortis Properties</b>			
<b>Immeubles de bureaux et de commerces de détail</b>			
<b>Immeuble</b>	<b>Emplacement</b>	<b>Type d'immeuble</b>	<b>Superficie locative brute</b> <i>(en milliers de pieds carrés)</i>
Fortis Place	St. John's (T.-N.-L.)	Bureaux	144
Fort William Building	St. John's (T.-N.-L.)	Bureaux	188
Cabot Place I	St. John's (T.-N.-L.)	Bureaux	137
TD Place	St. John's (T.-N.-L.)	Bureaux	99
Fortis Building	St. John's (T.-N.-L.)	Bureaux	83
Divers immeubles de bureaux	St. John's (T.-N.-L.)	Bureaux et détail	58 <sup>1)</sup>
Millbrook Mall	Corner Brook (T.-N.-L.)	Détail	114
Fraser Mall	Gander (T.-N.-L.)	Détail	98
Marystown Mall	Marystown (T.-N.-L.)	Détail	92
Fortis Tower	Corner Brook (T.-N.-L.)	Bureaux	68
Maritime Centre	Halifax (N.-É.)	Bureaux et détail	564
Brunswick Square	Saint John (N.-B.)	Bureaux et détail	522
Kings Place	Fredericton (N.-B.)	Bureaux et détail	293
Blue Cross Centre	Moncton (N.-B.)	Bureaux et détail	326
Delta Regina	Regina (Sask.)	Bureaux	52
<b>Total</b>			<b>2 838</b>

1) Exclut l'immeuble Martin Royal, qui n'est pas disponible aux fins de location.

Le revenu par chambre disponible de la division hôtelière de Fortis Properties s'est établi à 80,61 \$ pour 2014, comparativement à 81,48 \$ en 2013. Cette variation découle d'une diminution de 2,5 % du taux d'occupation, partiellement compensée par une augmentation de 1,5 % du prix moyen quotidien de location d'une chambre. Le taux d'occupation moyen, qui était de 61,4 % en 2013, a reculé à 59,9 % en 2014, tandis que le prix moyen quotidien de location des chambres est passé à 134,64 \$ en 2014, en hausse par rapport à 132,70 \$ en 2013.

Les hôtels dont Fortis Properties est propriétaire et gestionnaire sont résumés ci-dessous.

<b>Fortis Properties Hôtels</b>			
<b>Hôtels</b>	<b>Emplacement</b>	<b>Nombre de chambres</b>	<b>Superficie d'accueil (en milliers de pieds carrés)</b>
Delta St. John's Hotel & Conference Centre	St. John's (T.-N.-L.)	403	21
Holiday Inn St. John's Government Center	St. John's (T.-N.-L.)	252	12
Sheraton Hotel Newfoundland	St. John's (T.-N.-L.)	301	16
Mount Peyton Hotel	Grand Falls-Windsor (T.-N.-L.)	149	5
Greenwood Inn & Suites Corner Brook	Corner Brook (T.-N.-L.)	102	5
Four Points by Sheraton Halifax	Halifax (N.-É.)	177	20
Holiday Inn Sydney-Waterfront	Sydney (N.-É.)	152	6
Delta Brunswick	Saint John (N.-B.)	254	18
Holiday Inn Kitchener-Waterloo & Conference Centre	Kitchener-Waterloo (Ont.)	184	13
Holiday Inn Peterborough-Waterfront	Peterborough (Ont.)	153	7
Holiday Inn Sarnia Hotel & Conference Centre	Point Edward (Ont.)	216	11
Holiday Inn Cambridge	Cambridge (Ont.)	143	6
Holiday Inn & Suites Windsor	Windsor (Ont.)	214	23
Ramada Plaza Calgary Airport Hotel & Conference Centre	Calgary (Alb.)	210	8
Station Park All Suite Hotel	London (Ont.)	126	2
Holiday Inn Conference Centre Edmonton South	Edmonton (Alb.)	224	7
Best Western Plus Winnipeg Airport	Winnipeg (Man.)	213	8
Hilton Suites Winnipeg Airport	Winnipeg (Man.)	159	9
Holiday Inn Lethbridge	Lethbridge (Alb.)	119	4
Holiday Inn Express & Suites Medicine Hat	Medicine Hat (Alb.)	93	2
Best Western Plus Sun Country	Medicine Hat (Alb.)	122	1
Holiday Inn Express Kelowna & Conference Centre	Kelowna (C.-B.)	190	4
Delta Regina	Regina (Sask.)	274	45
<b>Total</b>		<b>4 430</b>	<b>253</b>

## Ressources humaines

Au 31 décembre 2014, Fortis Properties employait environ 2 300 personnes en équivalent temps plein, dont quelque 47 % sont représentées par les syndicats indiqués dans le tableau suivant.

Fortis Properties			
Syndicats			
Propriété	Syndicat	Expiration de la convention	Nombre de travailleurs syndiqués
Holiday Inn St. John's Government Center	Unifor	31 août 2015	49
Delta St. John's Hotel & Conference Centre	TUAC	31 décembre 2016	225
Greenwood Inn & Suites Corner Brook	Unifor	11 mars 2016	44
East Side Mario's St. John's	Unifor	31 juillet 2016	99
Holiday Inn Sydney-Waterfront	Unifor	30 septembre 2017	76
Delta Brunswick & Brunswick Square	USW	30 juin 2016	117
Delta Regina	Unifor	31 mai 2017	157
St. John's Real Estate	FIOE	17 avril 2016	8
Sheraton Hotel Newfoundland	Unifor	31 mars 2015	181
Holiday Inn & Suites Windsor	TUAC	30 avril 2016	46
Mount Peyton Hotel	TUAC	1 <sup>er</sup> décembre 2014 <sup>1)</sup>	53
Best Western Plus Winnipeg Airport (Entretien)	Workers' United	30 juin 2017	3
Best Western Plus Winnipeg Airport (Entretien ménager)	Workers' United	31 mai 2017	23
<b>Total</b>			<b>1 081</b>

1) Les négociations se poursuivent aux fins de la conclusion d'une nouvelle convention.

## 4.0 RÉGLEMENTATION

Les entreprises de services publics de la société sont exploitées principalement selon la méthodologie du coût du service réglementé et, dans certains cas, selon une structure de tarification axée sur le rendement et sont réglementées par les autorités de réglementation de leur territoire d'exploitation respectif. Le fait d'exploiter des entreprises de services publics réglementés dans neuf territoires différents a permis à Fortis d'acquérir une expérience considérable en matière de réglementation.

Pour de plus amples renseignements concernant la nature de la réglementation et les décisions et demandes importantes en vertu de la réglementation liées à chacun des secteurs de services publics réglementés d'électricité et de gaz de la société, se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » du rapport de gestion de la société et à la note 2 afférente aux états financiers consolidés audités pour 2014 de la société.

## 5.0 ENVIRONNEMENT

La société et ses filiales sont assujetties à divers lois, règlements et lignes directrices des autorités fédérales canadiennes, provinciales, étatiques et municipales concernant la protection de l'environnement qui visent, notamment, la protection de la faune, de l'eau et des terres, les émissions ainsi que le stockage, le transport, le recyclage et l'élimination de substances dangereuses et non dangereuses de façon appropriée. De plus, les autorités gouvernementales fédérales, provinciales et étatiques ont des lois sur l'évaluation environnementale visant à favoriser une meilleure planification de l'utilisation des terres et la protection de l'environnement par le repérage et l'atténuation des impacts possibles que certains projets ou entreprises peuvent avoir sur l'environnement avant et après leur commencement.

Plusieurs lois et règlements en matière d'environnement des autorités fédérales canadiennes ont une incidence sur les filiales canadiennes de la société, y compris, notamment i) la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale, 2012*; ii) la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement, 1999*; iii) la *Loi sur le transport des marchandises dangereuses* et ses règlements d'application; iv) la *Loi sur les produits dangereux*; v) la *Loi sur les espèces sauvages au Canada*; vi) la *Loi sur la protection de la navigation*; vii) la *Loi sur les parcs nationaux du Canada*; viii) la *Loi sur les pêches*; ix) la *Loi sur les*

ressources en eau du Canada; x) le *Code national de prévention des incendies du Canada*; xi) la *Loi sur les produits antiparasitaires* et ses règlements d'application; xii) le *Règlement sur les BPC*; xiii) la *Loi sur les espèces en péril*; xiv) le *Règlement sur les substances appauvrissant la couche d'ozone*; xv) la *Loi sur les Indiens*, ainsi que l'obligation de consultation et de trouver des accommodements; xvi) la *Loi sur les ouvrages destinés à l'amélioration des cours d'eau internationaux*; et xvii) la *Loi de 1994 sur la convention concernant les oiseaux migrateurs*.

Parmi les lois et les règlements fédéraux des États-Unis en matière d'environnement qui ont une incidence plus marquée sur l'exploitation de UNS Energy et de Central Hudson, on compte notamment les suivants : i) la loi intitulée *Clean Water Act*; ii) la loi intitulée *Safe Drinking Water Act*; iii) la loi intitulée *Clean Air Act*; iv) la loi intitulée *Endangered Species Act*; v) la loi intitulée *Resource Conservation & Recovery Act*; vi) la loi intitulée *Toxic Substances Control Act*; vii) la loi intitulée *Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act*; viii) la loi intitulée *National Environmental Policy Act*; ix) la loi intitulée *Emergency Planning & Community Right to Know Act*; et x) la loi intitulée *Pollution Prevention Act of 1990*.

Les activités de la société dans le secteur des services publics sont notamment assujetties aux risques suivants : i) les dangers associés au transport, à l'entreposage et à la manutention de grandes quantités de carburant aux centrales électriques alimentées au carburant, comme l'infiltration du carburant et d'autres sous-produits découlant de l'exploitation dans le sol, les eaux souterraines et les bassins hydrologiques et nappes d'eau libre avoisinants ; ii) les risques de déversement ou de fuites de produits à base de pétrole, y compris d'huile contaminée aux BPC, qui sert au refroidissement et à la lubrification des transformateurs, des condensateurs et d'autres pièces d'équipement électrique; iii) les risques liés aux dégagements de gaz; iv) le risque de déversement ou de dégagement dans l'environnement pouvant être posé par le défaut d'exécuter correctement la manutention, l'entreposage, le transport et l'élimination d'autres substances dangereuses; v) les émissions de GES et d'autres gaz de combustion, notamment les fuites de gaz naturel et de gaz propane et les déversements et les émissions découlant de la combustion du carburant servant à la production d'électricité; vi) le risque d'incendie; vii) le risque lié à la perturbation de la végétation; viii) le risque de contamination des sols et de l'eau à proximité des poteaux traités aux produits chimiques; ix) le risque de perturbation des poissons ou des animaux et de leur habitat par suite de la création de flux et de niveaux d'eau artificiels en rapport avec les activités d'entreposage et d'utilisation de l'eau pour la production d'hydroélectricité; et x) le risque d'engager une responsabilité en matière d'assainissement de propriétés contaminées, que la contamination résulte ou non des activités de la société dans le domaine des services publics.

Il existe plusieurs lois, règlements et lignes directrices des instances provinciales, étatiques et municipales conçues pour traiter les mêmes risques en matière d'environnement que les lois, règlements et lignes directrices du palier fédéral, mais au niveau des provinces, des États ou des localités. L'évolution constante de la législation environnementale pose sans cesse des risques pour la société puisque ses filiales sont contraintes d'adapter leurs exploitations pour s'y conformer.

Outre les normes évolutives concernant les émissions atmosphériques, la gestion des émissions de GES pose des problèmes particuliers pour les services publics réglementés de la société au Canada et aux États-Unis, surtout en raison des incertitudes concernant les lois, les règlements et les lignes directrices régissant les GES que les instances fédérales, provinciales et étatiques ont édictés de récente date ou s'apprêtent à le faire, au Canada et aux États-Unis. Une orientation des politiques gouvernementales se dessine, mais quoi qu'il en soit, il reste à voir si un plafond ou limite d'émissions atmosphériques de GES sera imposé et l'incidence qu'il aurait sur les entreprises de services publics de la société. Le Canada s'est engagé à ramener d'ici 2020 les émissions de GES à 17 % sous leurs niveaux de 2005, et les États-Unis se sont engagés à ramener d'ici 2030 les émissions de GES à 30 % sous leurs niveaux de 2005. Les deux pays sont en voie d'imposer des exigences sectorielles, mais rien ne permet de prévoir avec certitude l'incidence qu'elles pourraient avoir sur les filiales de la société.

En Colombie-Britannique, les lois intitulées *Carbon Tax Act*, *Clean Energy Act*, *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act* et *Greenhouse Gas Reduction Targets Act*, ainsi que la réglementation anticipée en matière de plafonnement et d'échange, ont une incidence spécifique, ou sont susceptibles d'avoir une telle incidence, sur l'exploitation des sociétés FortisBC Energy et de FortisBC Electric. Pour contribuer à atténuer cette incertitude, les sociétés FortisBC Energy participent à des groupes

sectoriels et industriels afin de suivre l'évolution de la nouvelle réglementation et des nouvelles politiques.

Le programme énergétique du gouvernement de la Colombie-Britannique et ses objectifs en matière de réduction des GES représentent à la fois des risques et des occasions pour les sociétés FortisBC Energy et, dans une moindre mesure, FortisBC Electric. Ces programmes gouvernementaux continuent d'exercer des pressions sur la consommation de gaz naturel et sa contribution aux émissions de GES. Les politiques de la Colombie-Britannique en matière d'énergie et d'émissions de GES ont créé des occasions pour les sociétés FortisBC Energy par le truchement des mesures incitatives visant à élargir leur déploiement de l'énergie renouvelable, comme le biogaz, à implanter un programme de transport de gaz naturel et à développer son programme d'efficacité et de conservation énergétiques. De plus, la loi intitulée *Carbon Tax Act* rehausse la position concurrentielle du gaz naturel en regard des autres combustibles fossiles, puisque la taxe repose sur la quantité d'équivalent de dioxyde de carbone émise par unité d'énergie. Le gaz naturel comporte donc un taux d'imposition inférieur à celui des produits du pétrole ou du charbon.

La Colombie-Britannique continue de participer à l'initiative appelée Western Climate Initiative, suivant laquelle on prévoit instaurer un programme de plafonnement et d'échange destiné à réduire les émissions de GES. Les sociétés FortisBC Energy devraient être visées par ce programme. Ce programme de plafonnement et d'échange, s'il est instauré, devrait prévoir un plafonnement décroissant des émissions que toutes les installations visées doivent respecter soit en réduisant leurs émissions, soit en achetant des quotas d'émission à d'autres installations pour leur permettre des émissions de GES supérieures aux quantités de plafonnement.

En 2011, les sociétés FortisBC Energy ont commencé à déclarer leurs émissions de GES en vertu de la réglementation intitulée *Reporting Regulations* de la *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act*. De plus, les sociétés FortisBC Energy ont continué de déclarer leurs émissions de GES aux termes du programme relatif aux GES d'Environnement Canada. Les sociétés FortisBC Energy ont mis au point des capacités qui leur permettront de soutenir la gestion des exigences en matière de conformité d'un futur environnement d'échange de droits d'émissions de GES, au fil de l'évolution des politiques gouvernementales dans ce secteur. Les sociétés FortisBC Energy continueront également de surveiller et d'évaluer les nouveaux règlements, plus particulièrement ceux qui portent sur la compensation et les quotas.

Les répercussions des émissions de GES ne revêtent pas une aussi grande importance pour les services publics réglementés d'électricité de la société au Canada puisque leur principale activité est la distribution de l'électricité. En ce qui a trait à FortisAlberta, les activités de celle-ci ne comportent que la distribution d'électricité. En outre, toute la capacité de production de FortisBC Electric, quelque 70 % de celle de Newfoundland Power et la totalité de la capacité de production non réglementée de la société sont constituées d'hydroélectricité, une source d'énergie propre. L'Expansion Waneta de 335 MW constituera une source propre d'énergie hydroélectrique renouvelable lorsqu'elle sera mise en service au printemps 2015. Seule une faible partie de la production interne des entreprises de services publics réglementés au Canada recourt au combustible diesel. Les services publics réglementés d'électricité de la société au Canada subissent toutefois l'impact des émissions de GES puisqu'elles achètent de l'électricité produite par des fournisseurs au moyen de combustibles. Ces fournisseurs d'électricité doivent respecter les normes d'émissions de dioxyde de carbone et les coûts associés au respect de ces normes sont en général transférés aux utilisateurs ultimes.

La loi intitulée *Renewable Energy Act* (Î.-P.-É.) et, plus récemment, l'Accord énergétique de l'Î.-P.-É., ont une incidence directe sur le processus de planification de l'approvisionnement énergétique à long terme pour l'Î.-P.-É. Cette loi disposait que 15 % des ventes annuelles d'énergie de Maritime Electric devaient provenir de sources d'énergie renouvelable d'ici 2010, exigences que la Maritime Electric a remplies en 2013 et en 2014. Aux termes de l'Accord énergétique de l'Î.-P.-É., Maritime Electric et le gouvernement de l'Î.-P.-É. se sont engagés à collaborer pour augmenter la production de l'électricité sur l'Î.-P.-É. qui est vendue à Maritime Electric à partir de sources d'énergie renouvelable, surtout éolienne.

UNS Energy et Central Hudson sont assujetties à la réglementation des autorités fédérales, étatiques et locales des États-Unis concernant l'incidence de leur exploitation sur l'environnement.

Central Hudson, directement ou indirectement, n'est propriétaire que d'une capacité minimale de production d'électricité et s'en remet surtout à des achats de capacité et d'électricité auprès de tiers fournisseurs. Central Hudson doit cependant composer avec les éventualités environnementales associées aux UGM dont elle-même et ses sociétés remplacées étaient propriétaires et qu'elles ont exploitées pour répondre aux besoins en chauffage et en éclairage de leurs clients du milieu à la fin des années 1800, jusque vers 1950. Le DEC réglemente le calendrier d'exécution et la portée des démarches de remise en état des sites d'UGM dans l'État de New York. Au 31 décembre 2014, Central Hudson avait constaté quelque 105 millions de dollars US au titre des responsabilités de remise en état environnementale. Comme l'autorise la PSC, Central Hudson peut actuellement recouvrer dans les tarifs exigés des clients les coûts de l'enquête et de la remise en état des sites des UGM. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique 3.1.2 intitulée « Central Hudson » de la présente notice annuelle de 2014.

UNS Energy est propriétaire d'importants actifs de production. En 2012, l'EPA a publié des règles définitives pour le contrôle des émissions de mercure et d'autres polluants atmosphériques dangereux provenant des centrales électriques. Selon ces règles, il se peut que TEP doive doter ses centrales Navajo et Springville d'un équipement pour le contrôle des émissions de mercure d'ici avril 2016.

Les règles de l'EPA relatives au brouillard régional requièrent un contrôle des émissions de certaines installations émettant des polluants atmosphériques qui réduisent la visibilité dans les parcs nationaux et les régions sauvages. La conformité avec les règles de l'EPA et d'autres règles environnementales futures pourrait rendre impossible sur le plan économique la continuation de l'exploitation de la totalité ou d'une partie des centrales de TEP alimentées au charbon ou le maintien de la participation des copropriétaires individuels dans les unités qui leur appartiennent à ces centrales.

En 2014, l'EPA a publié la réglementation proposée à l'égard des émissions de carbone des centrales électriques existantes, appelée Clean Power Plan. Ce programme vise à ramener d'ici 2030 les émissions de carbone aux États-Unis à 30 % sous leurs niveaux de 2005. Le programme proposé fixe des taux d'émissions de carbone pour chaque État. Si l'on utilise l'année 2012 comme année de référence, le taux d'émission de carbone de l'Arizona pour 2030 représente une réduction de 52 %. On s'attend à ce que l'EPA produise une règle en forme définitive d'ici l'été 2015. En 2014, l'EPA a également publié une proposition supplémentaire au sujet du règlement sur les émissions de carbone qui aurait des incidences sur la nation Navajo et les centrales Four Corners et Navajo. Ce règlement imposerait des réductions d'émissions de carbone à l'égard de la réserve de Navajo. Toutefois, l'exigence de réductions est moins onéreuse que ce qui était prévu en raison des mises hors service d'unités découlant des exigences relatives au brouillard régional, dont il a été traité ci-dessus.

TEP continuera de collaborer avec les organismes de réglementation fédéraux et étatiques, les autres entreprises de services publics de son secteur et les intervenants pour réclamer un redressement à l'égard de la norme proposée de l'EPA relativement à la réduction disproportionnée du niveau des émissions de carbone pour l'Arizona et pour demander une exemption à l'égard des exigences de conformité provisoires et définitives proposées. En 2014, UNS Energy a soumis des observations sur la proposition pour le compte de TEP et de ses autres filiales de services publics. La règle proposée a été contestée devant les tribunaux, et elle sera l'objet d'autres contestations en justice.

L'EPA est en voie d'élaborer des règlements sur les résidus de la combustion du charbon placés dans des décharges et des réservoirs de retenue (c.-à-d. des bassins). En 2014, l'EPA a publié une règle définitive selon laquelle toutes les cendres de charbon et les autres résidus de la combustion du charbon doivent être traités comme des déchets solides. UNS Energy ne s'attend pas à ce que cette règle définitive ait une incidence importante sur l'exploitation actuelle de ses installations existantes.

TEP a instauré un facteur d'ajustement de conformité environnementale, comme l'a approuvé l'ACC, qui permet le recouvrement de certains coûts d'immobilisation du capital engagés pour la conformité avec la réglementation environnementale imposée par les gouvernements entre les demandes tarifaires.

Bien que les exploitations de la société sur l'île Grand Caïman et les îles Turques et Caïques soient aussi soumises à des lois, règlements et lignes directrices en matière d'environnement, ceux-ci sont de moindre portée que ceux en vigueur au Canada et aux États-Unis. L'engagement découlant de la ratification, par le Royaume-Uni, de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques et du Protocole de Kyoto découlant de celle-ci, a été élargi pour inclure les îles Caïmans en

2007. Ce cadre réglementaire poursuit un objectif de réduction des émissions de GES produites par certaines industries. Comme les détails spécifiques de la réglementation portant sur la mise en œuvre du protocole n'ont pas encore été diffusés par le gouvernement des îles Caïmans, Caribbean Utilities n'est pas actuellement en mesure d'évaluer les répercussions financières des mesures à prendre pour se conformer au cadre de réglementation du protocole.

Tous les besoins en énergie de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos ont été comblés avec de l'électricité produite sur place avec des turbines au diesel. Les turbines plus récemment installées par Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos sont aussi conçues pour produire davantage d'électricité par gallon consommé que les anciennes, ce qui leur permet de produire de l'électricité d'une manière plus efficace et écologique. De plus, des cheminées d'échappement ont été conçues et installées pour maximiser l'atténuation sonore et optimiser la dispersion des fumées d'échappement, améliorant ainsi la qualité de l'air environnant en conformité avec ce que les entreprises de services publics considèrent la meilleure pratique dans l'industrie. La consommation du diesel plutôt que du mazout produit aussi considérablement moins d'émissions. En outre, les services publics achètent en vrac le combustible diesel et(ou) les huiles de graissage et les entreposent, ce qui contribue à diminuer le risque de dommages à l'environnement découlant de la manutention des combustibles et(ou) des huiles. On a investi dans des zones de confinement aux installations de stockage en vrac de combustible diesel, qui sont conçues pour empêcher tout combustible d'entrer en contact avec les sols ou la nappe phréatique. Caribbean Utilities recourt aussi à un pipeline souterrain pour acheminer le combustible depuis les terminaux de transport de ses fournisseurs jusqu'aux rivages de l'île Grand Caïman, où se trouvent les installations de stockage quotidien de la centrale de Caribbean Utilities. Ce pipeline élimine le besoin de camionner le combustible sur les routes côtières.

Les entreprises de services publics ont pour principale priorité d'offrir un service fiable et rentable qui est axé sur la sécurité, tant de leur personnel que du public, et le respect de l'environnement. Ce souci d'assurer un service sécuritaire et écologiquement responsable constitue donc une composante intégrale et permanente des activités d'exploitation de la société.

Chaque entreprise de services publics de la société dispose de son propre SGE, sauf UNS Energy qui se fonde sur un vaste ensemble de protocoles environnementaux. Les politiques en matière d'environnement sont la pierre angulaire des SGE et des protocoles environnementaux de UNS Energy et mettent en relief les engagements suivants par chaque entreprise de services publics et les membres de son personnel en ce qui a trait à la conduite des activités d'une manière sécuritaire et écologiquement responsable : i) respecter l'ensemble des lois, des politiques, des règlements et des normes acceptées en matière de protection de l'environnement; ii) gérer les activités d'une manière compatible avec la pratique dans l'industrie et conforme à toutes les politiques environnementales de tous les ordres de gouvernement; iii) répertorier et gérer les risques de manière à empêcher ou à réduire les conséquences défavorables pour les activités, notamment prendre des mesures pour la prévention de la pollution et la conservation des ressources naturelles; iv) exécuter régulièrement des activités de surveillance en matière d'environnement, ainsi que des audits des SGE et des protocoles environnementaux, et chercher continuellement à améliorer les mesures de protection de l'environnement; v) élaborer et réviser les objectifs et les programmes dans le domaine de la protection de l'environnement; vi) communiquer ouvertement avec les intervenants, y compris mettre à la portée des clients, des membres du personnel, des entrepreneurs et du grand public les politiques en matière d'environnement de l'entreprise de services publics et les renseignements dont elle dispose au sujet d'enjeux environnementaux; vii) appuyer les projets d'initiative communautaire axés sur la protection de l'environnement et y participer; viii) dispenser une formation à l'intention des membres du personnel et de quiconque exécute des travaux au nom de l'entreprise de services publics pour que ceux-ci soient en mesure de s'acquitter de leurs tâches d'une manière respectueuse de l'environnement; et ix) collaborer avec les associations industrielles, les gouvernements et les autres intervenants à l'élaboration de normes respectueuses de l'environnement qui conviennent aux activités de l'entreprise.

Dans le cadre des SGE et des protocoles environnementaux, des procédures documentées ont été mises en place pour contrôler les activités susceptibles d'avoir un impact environnemental. Ces SGE et protocoles environnementaux des entreprises de services publics comportent habituellement les éléments suivants : i) des inspections régulières de l'équipement qui contient des carburants ou de l'huile afin d'identifier les risques de déversement et d'apporter les correctifs nécessaires pour les éviter, ainsi que des plans d'intervention en cas de déversement pour s'assurer de régler rapidement tout problème s'y rapportant et d'exécuter rapidement et d'une manière responsable sur le plan

environnemental les travaux de nettoyage afférents; ii) la gestion des émissions de GES; iii) la marche à suivre pour les activités de manutention, de transport, de stockage et d'élimination des substances dangereuses, notamment les poteaux traités aux produits chimiques, l'amiante, le plomb et le mercure, le cas échéant; iv) des programmes visant à atténuer les répercussions des incidents causés par des incendies; v) des programmes pour la gestion, voire l'élimination, des BPC, le cas échéant; vi) des programmes de gestion de la végétation; vii) des programmes de formation des membres du personnel et la diffusion auprès de ceux-ci de politiques en matière de protection de l'environnement pour s'assurer qu'ils exécutent leur travail d'une manière responsable sur le plan environnemental; viii) l'examen des pratiques en usage dans le milieu de travail qui ont un impact sur l'environnement; ix) des programmes de gestion des déchets; x) des procédures d'intervention pour les urgences environnementales; xi) les évaluations environnementales des emplacements; et xii) des procédures pour déclarer les incidents touchant l'environnement. En outre, le SGE de Newfoundland Power s'applique également au contrôle des eaux et à la structure des barrages, ainsi qu'aux activités de production d'hydroélectricité et aux répercussions de ceux-ci sur les ressources halieutiques et l'habitat environnant. Le SGE de FortisBC Electric traite des incidences environnementales associées aux débits d'eau, notamment sur la pêche et les habitats critiques.

Les sociétés FortisBC Energy, Central Hudson, FortisAlberta, FortisBC Electric, Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisOntario ont élaboré leur propre SGE d'une manière compatible avec les lignes directrices de la norme ISO 14001, une norme reconnue à l'échelle internationale pour les SGE. Caribbean Utilities a intégré un système de gestion environnementale à ses activités de production, qui a été homologué selon la norme ISO 14001, et applique également un SGE à ses activités de transport et de distribution qui est conforme aux lignes directrices reliées à la norme ISO 14001. Il est aussi prévu que le SGE de Fortis Turks and Caicos sera homologué selon la norme ISO 14001. Dans le cadre de leurs SGE ou protocoles respectifs, ces entreprises de services publics établissent et mettent en œuvre en permanence des programmes et procédures destinés à répertorier les impacts environnementaux potentiels, à atténuer ces impacts et à surveiller le rendement de ceux-ci. Des vérifications des SGE et des protocoles sont effectuées périodiquement à l'interne et(ou) par des tiers. Sur la foi des dernières vérifications réalisées, les SGE demeurent efficaces et sensiblement conformes aux lignes directrices de la norme ISO 14001.

Chacune des entreprises de services publics réglementés d'électricité de la société au Canada est membre de l'ACE et participe activement au programme *Électricité Durable* de l'ACE, lancé en 2009. Les participants à ce programme s'engagent à l'amélioration continue de leur système de gestion des questions environnementales et de leur rendement dans ce domaine, notamment à présenter annuellement des rapports sur les indicateurs du rendement en matière d'environnement et d'autres indicateurs de rendement.

En plus des SGE, divers programmes et initiatives promouvant l'efficacité énergétique, grâce auxquels les émissions de GES peuvent être réduites, sont entrepris par les entreprises de services publics ou offerts aux clients.

Les risques environnementaux associés aux activités de production non réglementées de la société sont traités de la même manière que ceux des entreprises de services publics réglementés d'électricité de la société en exploitation dans le même territoire que les entreprises de production non réglementées.

Les secteurs hôtelier et immobilier de la société sont principalement assujettis aux principaux risques environnementaux suivants, notamment : i) la contamination des immeubles par l'amiante ou l'urée-formaldéhyde, ii) les substances néfastes pour la couche d'ozone s'échappent de l'équipement de conditionnement de l'air et de réfrigération, iii) des fuites de réservoirs de combustible, iv) la réalisation de travaux d'assainissement à l'égard de la moisissure; et v) la réalisation de travaux d'assainissement de toute propriété contaminée, que cette contamination ait ou non été causée réellement par le propriétaire de celle-ci. Fortis Properties est déterminée à respecter les exigences des normes environnementales concernant son exploitation dans les secteurs hôtelier et immobilier. Lorsqu'elle évalue des propriétés en vue de leur acquisition, elle s'assure qu'elles respectent les normes environnementales, y compris, notamment, les normes fédérales, provinciales et municipales appropriées pour l'amiante, l'entreposage des carburants, l'isolation à l'urée-formaldéhyde et les réfrigérants à base de chlorurofluorurocarbone utilisés dans l'équipement de conditionnement de l'air et de réfrigération. Un suivi permanent est effectué aux propriétés pour assurer leur conformité continue avec les normes environnementales.

La société a des obligations de mise hors service d'immobilisations divulguées dans les notes afférentes à ses états financiers consolidés audités pour 2014. Au 31 décembre 2014, un passif de 37 millions de dollars au titre des obligations de mise hors service d'immobilisations a été comptabilisé à l'égard de UNS Energy, de Central Hudson et de FortisBC Electric. À l'exception de ces obligations de mise hors service d'immobilisations constatées à l'égard de UNS Energy, de Central Hudson et de FortisBC Electric, le passif associé à ces obligations de mise hors service d'immobilisations n'a pas été constaté dans les états financiers consolidés audités pour 2014 de la société, puisqu'il ne pouvait pas être raisonnablement évalué ou a été jugé négligeable (y compris les obligations de mise hors service des actifs associées à l'amiante et aux poteaux traités aux produits chimiques) pour les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière consolidés de la société. Les entreprises de services publics disposent de programmes portant sur l'identification et le remplacement des transformateurs qui posent un risque de déversement accidentel d'huile, et les démarches d'enlèvement et d'élimination des BPC se poursuivent conformément aux lois et règlements applicables.

Les coûts découlant des initiatives en matière de protection de l'environnement (y compris l'élaboration, la mise en œuvre et le maintien en place de SGE et de protocoles), du respect des lois, des règlements et des lignes directrices relatifs à la protection de l'environnement, ainsi que des dommages causés à l'environnement, n'ont pas eu d'incidence importante sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie ou la situation financière consolidés de la société pour 2014 et, d'après les lois, les circonstances et les faits actuels, rien ne laisse croire qu'ils auront d'importantes répercussions en 2015. Toutefois, puisque plusieurs de ces coûts sont intégrés dans le cadre des programmes consacrés à l'exploitation, à l'entretien et aux immobilisations, ils ne sont pas facilement identifiables. Pour les services publics réglementés de la société, les coûts d'exploitation et les dépenses en immobilisations associés aux initiatives en matière de protection de l'environnement, au respect des lois, des règlements et des lignes directrices en matière d'environnement, ainsi qu'aux dommages environnementaux, qui ont été engagés avec prudence peuvent être recouverts dans les tarifs des clients. Fortis croit que la société et ses filiales respectent en tous points importants les lois et règlements environnementaux s'appliquant à elles dans les divers territoires où elles font affaire.

Les questions en matière d'environnement sont supervisées au niveau des filiales et font régulièrement l'objet de rapports au conseil d'administration respectif de celles-ci.

Pour de plus amples renseignements au sujet des risques environnementaux auxquels la société est exposée, se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'affaires – Risques environnementaux » du rapport de gestion de la société.

## **6.0 FACTEURS DE RISQUE**

---

Pour de plus amples renseignements au sujet des risques commerciaux auxquels la société est exposée, se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'affaires » du rapport de gestion de la société.

## **7.0 DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA STRUCTURE DU CAPITAL-ACTIONS**

---

Le capital-actions autorisé de la société est constitué de la manière suivante :

- a) un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale;
- b) un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, sans valeur nominale; et
- c) un nombre illimité d'actions privilégiées de deuxième rang, sans valeur nominale.

Au 18 février 2015, les actions ordinaires et actions privilégiées de premier rang suivantes étaient émises et en circulation.

<b>Capital-actions</b>	<b>Émises et en circulation</b>	<b>Droits de vote par action<sup>1)</sup></b>
Actions ordinaires	276 349 427	Un
Actions privilégiées de premier rang, série E	7 993 500	Aucun
Actions privilégiées de premier rang, série F	5 000 000	Aucun
Actions privilégiées de premier rang, série G	9 200 000	Aucun
Actions privilégiées de premier rang, série H	10 000 000	Aucun
Actions privilégiées de premier rang, série J	8 000 000	Aucun
Actions privilégiées de premier rang, série K	10 000 000	Aucun
Actions privilégiées de premier rang, série M	24 000 000	Aucun

<sup>1)</sup> Les actions privilégiées de premier rang ne comportent pas de droit de vote à moins que Fortis n'omette de verser huit dividendes trimestriels, consécutifs ou non, que ces dividendes aient été déclarés ou non.

#### Débetures convertibles

Pour financer une partie de l'acquisition de UNS Energy, en janvier 2014, Fortis a conclu la vente des débetures convertibles. Les débetures convertibles ont été vendues au prix de 1 000 \$ par débenture convertible, payable par versements, dont une tranche de 333 \$ a été payée à la clôture en janvier 2014 et la tranche restante de 667 \$, a été payée le 27 octobre 2014, soit la date du versement final. Avant la date du versement final, les débetures convertibles étaient représentées par les reçus de versement, qui étaient négociés à la Bourse TSX sous le symbole « FTS.IR ». Étant donné que la date du versement final est tombée avant le premier anniversaire de la clôture du placement, les porteurs des débetures convertibles qui ont payé le versement final en octobre 2014 ont reçu, en plus du paiement de l'intérêt couru et impayé, un montant compensatoire correspondant à l'intérêt qui se serait accumulé à compter du jour suivant la date du versement final jusqu'au 9 janvier 2015 inclusivement. Un montant d'environ 72 millions de dollars (51 millions de dollars après impôt) au titre des intérêts débiteurs associés aux débetures convertibles, y compris le montant compensatoire, a été constaté en 2014.

Au gré des porteurs, chaque débenture convertible pouvait être convertie en actions ordinaires de Fortis en tout temps après la date du versement final, mais avant l'échéance ou le rachat par la société, au prix de conversion de 30,72 \$ par action ordinaire, soit un taux de conversion de 32,5521 actions ordinaires par 1 000 \$ de montant en capital de débetures convertibles. Le 28 octobre 2014, environ 58,2 millions d'actions ordinaires de Fortis ont été émises, ce qui représente la conversion en actions ordinaires de plus de 99 % des débetures convertibles. Au 31 décembre 2014, un total de quelque 58,5 millions d'actions ordinaires de Fortis avaient été émises au moment de la conversion de débetures convertibles moyennant un produit de 1,747 milliard de dollars, déduction faite des frais après impôt. Le produit net a été affecté au financement d'une partie de l'acquisition de UNS Energy.

#### Politique en matière de dividendes

Le tableau suivant présente sommairement les dividendes déclarés au comptant par action pour chacune des catégories d'actions de la société au cours des trois derniers exercices.

<b>Capital-actions</b>	<b>Dividendes déclarés</b>		
	<i>(par action)</i>		
	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Actions ordinaires	<b>1,30 \$</b>	1,25 \$	1,21 \$
Actions privilégiées de premier rang, série C <sup>1)</sup>	-	0,4862 \$	1,3625 \$
Actions privilégiées de premier rang, série E	<b>1,2250 \$</b>	1,2250 \$	1,2250 \$
Actions privilégiées de premier rang, série F	<b>1,2250 \$</b>	1,2250 \$	1,2250 \$
Actions privilégiées de premier rang, série G <sup>2)</sup>	<b>0,9708 \$</b>	1,1416 \$	1,3125 \$
Actions privilégiées de premier rang, série H	<b>1,0625 \$</b>	1,0625 \$	1,0625 \$
Actions privilégiées de premier rang, série J <sup>3)</sup>	<b>1,1875 \$</b>	1,1875 \$	0,3514 \$
Actions privilégiées de premier rang, série K <sup>4)</sup>	<b>1,0000 \$</b>	0,6233 \$	-
Actions privilégiées de premier rang, série M <sup>5)</sup>	<b>0,4613 \$</b>	-	-

<sup>1)</sup> En juillet 2013, la société a racheté la totalité des actions privilégiées de premier rang, série C émises et en circulation moyennant un prix de rachat de 25,1456 \$ par action, soit la somme de 25,00 \$ majorée du montant des dividendes accumulés et impayés par action.

- 2) *Le taux du dividende fixe annuel par action relatif aux actions privilégiées de premier rang, série G a été rétabli, passant de 1,3125 \$ à 0,9708 \$ l'action par année pour la période quinquennale qui commence à courir le 1<sup>er</sup> septembre 2013, inclusivement, et se termine le 1<sup>er</sup> septembre 2018, exclusivement.*
- 3) *Les actions privilégiées de premier rang, série J, ont été émises en novembre 2012 à 25,00 \$ par action et donnent droit à des dividendes cumulatifs de 1,1875 \$ par action, par année.*
- 4) *Les actions privilégiées de premier rang à taux fixe rétabli de série K ont été émises en juillet 2013 à 25,00 \$ par action et donnent droit à des dividendes cumulatifs de 1,0000 \$ par action par année pour les six premières années.*
- 5) *Les actions privilégiées de premier rang à taux fixe rétabli de série M ont été émises en septembre 2014 à 25,00 \$ par action et donnent droit à des dividendes cumulatifs de 1,0250 \$ par action par année pour les cinq premières années.*

Aux fins des règles améliorées du crédit d'impôt pour dividendes de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et des lois fiscales provinciales et territoriales correspondantes, tous les dividendes versés par Fortis à des résidents canadiens sur des actions ordinaires et privilégiées après le 31 décembre 2005 sont désignés en tant que « dividendes déterminés ». À moins d'indication contraire, tous les dividendes payés par Fortis après la date des présentes sont désignés à titre de « dividendes déterminés » aux fins de ces règles.

Le 17 décembre 2014, le conseil a annoncé qu'il faisait passer le dividende trimestriel par action ordinaire de 0,32 \$ à 0,34 \$ le premier paiement devant être effectué le 1<sup>er</sup> mars 2015 aux porteurs inscrits au 17 février 2015. Également le 17 décembre 2014, le conseil a déclaré un dividende pour le premier trimestre de 2015 sur les actions privilégiées de premier rang, séries E, F, G, H, J, K et M selon le taux annuel prescrit applicable, qui sera payé le 1<sup>er</sup> mars 2015 aux porteurs inscrits au 17 février 2015.

#### *Actions ordinaires*

Les dividendes sur les actions ordinaires sont déclarés à la discrétion du conseil. Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit, sous les réserves d'usage, de recevoir proportionnellement les dividendes déclarés par le conseil. Sous réserve des droits des porteurs des actions privilégiées de premier rang et des actions privilégiées de deuxième rang, ainsi que de toute autre catégorie d'actions de la société dont les porteurs sont autorisés à recevoir des dividendes en priorité sur les porteurs des actions ordinaires ou proportionnellement avec ces derniers, le conseil peut déclarer des dividendes sur les actions ordinaires à l'exclusion de toute autre catégorie d'actions de la société.

Lors de la liquidation ou dissolution volontaire ou forcée de Fortis, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de participer proportionnellement à tout partage des biens de Fortis, sous réserve des droits des porteurs des actions privilégiées de premier rang et des actions privilégiées de deuxième rang, ainsi que de toute autre catégorie d'actions de la société dont les porteurs sont autorisés à recevoir les biens de la société lors d'un tel partage en priorité sur les porteurs des actions ordinaires ou proportionnellement avec ces derniers.

Les porteurs des actions ordinaires ont le droit d'être convoqués et d'assister à toutes les assemblées annuelles et extraordinaires des actionnaires de Fortis, autres que les assemblées distinctes des porteurs de toute autre catégorie ou série d'actions, et peuvent y exprimer une voix pour chaque action ordinaire détenue.

#### *Actions privilégiées de premier rang, série E*

Les porteurs des 7 993 500 actions ordinaires privilégiées de premier rang, série E ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 1,2250 \$ l'action par année. La société peut, à son gré, racheter, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, au comptant les actions privilégiées de premier rang, série E en circulation pour 25,50 \$ l'action si elles sont rachetées au cours de la période de douze mois commençant le 1<sup>er</sup> juin 2014, pour 25,25 \$ l'action si elles sont rachetées au cours de la période de douze mois commençant le 1<sup>er</sup> juin 2015 et pour 25,00 \$ l'action si elles sont rachetées à compter du 1<sup>er</sup> juin 2016, majoré dans chacun des cas, de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. La société peut, à son gré, convertir en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, les actions privilégiées de premier rang, 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 correspondra au quotient du prix de rachat alors applicable à chacune des actions privilégiées de premier rang, série E, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés

jusqu'à la date fixée pour la conversion, exclusivement, par 1,00 \$ ou 95 % du cours des actions ordinaires à cette date, selon le montant le plus élevé. À compter du 1<sup>er</sup> septembre 2016, chaque action privilégiée de premier rang, série E pourra être convertie, au gré du porteur, le premier jour ouvrable de septembre, décembre, mars et juin de chaque année, en un nombre d'actions ordinaires entièrement libérées et négociables sur le marché libre correspondant au quotient de la somme de 25,00 \$, majorée de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour la conversion, exclusivement, par 1,00 \$ ou 95 % du cours des actions ordinaires à cette date, selon le montant le plus élevé. Si un porteur d'actions privilégiées de premier rang, série E choisit de convertir ces actions en actions ordinaires, la société peut racheter ces actions privilégiées de premier rang, série E au comptant ou peut prendre les arrangements nécessaires pour la vente de ces actions à d'autres acheteurs.

#### *Actions privilégiées de premier rang, série F*

Les porteurs des 5 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série F ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 1,2250 \$ l'action par année. La société peut, à son gré, racheter au comptant les actions privilégiées de premier rang, série F, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, à 25,25 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2014, mais avant le 1<sup>er</sup> décembre 2015 et à 25,00 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2015, majoré dans chaque cas de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date prévue pour le rachat, exclusivement.

#### *Actions privilégiées de premier rang, série G*

Les porteurs des 9 200 000 actions privilégiées de premier rang, série G ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 1,3125 \$ l'action par année l'action par année jusqu'au 31 août 2013, inclusivement. Le taux du dividende fixe annuel par action relatif aux actions privilégiées de premier rang, série G a été rétabli à 0,9708 \$ pour la période quinquennale qui commence à courir le 1<sup>er</sup> septembre 2013, inclusivement, et se termine le 1<sup>er</sup> septembre 2018, exclusivement. Pour chaque période de cinq ans après cette date, les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série G ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant rétablis. Les dividendes annuels rétablis par action correspondront au produit de 25,00 \$ l'action par le taux de dividende fixe annuel, soit la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans à la date de calcul du taux de dividende rétabli applicable, majorée de 2,13 %. Le 1<sup>er</sup> septembre 2018, ainsi que le 1<sup>er</sup> septembre de chaque période quinquennale par la suite, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, les actions privilégiées de premier rang, série G en circulation, au prix de 25,00 \$ l'action, majoré dans chaque cas de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement.

#### *Actions privilégiées de premier rang, série H*

Les porteurs des 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série H ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 1,0625 \$ l'action par année jusqu'au 1<sup>er</sup> juin 2015, exclusivement. Pour chaque période de cinq ans après cette date, les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série H ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant rétablis. Les dividendes annuels rétablis par action correspondront au produit de 25,00 \$ l'action par le taux de dividende fixe annuel, soit la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans à la date de calcul du taux de dividende rétabli applicable, majorée de 1,45 %.

À chaque date de conversion des actions de série H, soit le 1<sup>er</sup> juin 2015, ainsi que le 1<sup>er</sup> juin de chaque période quinquennale par la suite, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en tout ou en partie, les actions privilégiées de premier rang, série H en circulation, au prix de 25,00 \$ l'action, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À chaque date de conversion des actions de série H, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang, série H auront le choix de convertir en tout ou en partie leurs actions privilégiées de premier rang, série H en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif et à taux variable, série I.

Les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série I auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés variables et cumulatifs au comptant d'après un montant par action correspondant au

produit du dividende variable trimestriel applicable, multiplié par 25,00 \$. Le taux de dividende variable trimestriel correspondra à la somme du rendement moyen des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois exprimée en pourcentage, majorée de 1,45 %.

À chaque date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série I, soit le 1<sup>er</sup> juin 2020, ainsi que le 1<sup>er</sup> juin de chaque période quinquennale par la suite, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en tout ou en partie, les actions privilégiées de premier rang, série I en circulation au prix de 25,00 \$ l'action, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À toute date après le 1<sup>er</sup> juin 2015 qui n'est pas une date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série I, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de premier rang, série I en circulation au prix de 25,50 \$ l'action, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À chaque date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série I, les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série I auront le choix de convertir en tout ou en partie leurs actions privilégiées de premier rang, série I en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang, série H.

À toute date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série H, si la société établit qu'il y aurait moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série H en circulation, ces actions privilégiées de premier rang, série H restantes seront automatiquement converties en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang, série I. À toute date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série I, si la société établit qu'il y aurait moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série I en circulation, ces actions privilégiées de premier rang, série I restantes seront automatiquement converties en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang, série H. Toutefois, si par suite de ces conversions automatiques, moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série I ou moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série H étaient en circulation, alors aucune conversion automatique n'aura lieu.

#### *Actions privilégiées de premier rang, série J*

Les porteurs des 8 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série J ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 1,1875 \$ l'action par année. À compter du 1<sup>er</sup> décembre 2017, la société peut, à son gré, racheter au comptant les actions privilégiées de premier rang, série J, en totalité en tout temps ou en partie de temps à autre, à 26,00 \$ l'action si le rachat a lieu avant le 1<sup>er</sup> décembre 2018, à 25,75 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2018, mais avant le 1<sup>er</sup> décembre 2019, à 25,50 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2019, mais avant le 1<sup>er</sup> décembre 2020, à 25,25 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2020, mais avant le 1<sup>er</sup> décembre 2021 et à 25,00 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2021, majoré dans chaque cas de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date prévue pour le rachat, exclusivement.

#### *Actions privilégiées de premier rang, série K*

Les porteurs des 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série K ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 1,0000 \$ l'action par année jusqu'au 1<sup>er</sup> mars 2019, exclusivement. Pour chaque période de cinq ans après cette date, les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série K ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant rétablis. Les dividendes annuels rétablis par action correspondront au produit de 25,00 \$ l'action par le taux de dividende fixe annuel, soit la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans à la date de calcul du taux de dividende rétabli applicable, majorée de 2,05 %.

À chaque date de conversion des actions de série K, soit le 1<sup>er</sup> mars 2019, ainsi que le 1<sup>er</sup> mars de chaque période quinquennale par la suite, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en tout ou en partie, les actions privilégiées de premier rang, série K en circulation, au prix de 25,00 \$ l'action, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À chaque date de conversion des actions de série K, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang, série K auront le choix de convertir en tout ou en partie leurs actions privilégiées de premier rang, série K en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif et à taux variable, série L.

Les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série L auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés variables et cumulatifs au comptant d'après un montant par action correspondant au produit du dividende variable trimestriel applicable multiplié par 25,00 \$. Le taux de dividende variable trimestriel correspondra à la somme du rendement moyen des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois exprimée en pourcentage, majorée de 2,05 %.

À chaque date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série L, soit le 1<sup>er</sup> mars 2024, ainsi que le 1<sup>er</sup> mars de chaque période quinquennale par la suite, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en tout ou en partie, les actions privilégiées de premier rang, série L en circulation au prix de 25,00 \$ l'action, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À toute date après le 1<sup>er</sup> mars 2019 qui n'est pas une date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série L, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de premier rang, série L en circulation au prix de 25,50 \$ l'action, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À chaque date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série L, les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série L auront le choix de convertir en tout ou en partie leurs actions privilégiées de premier rang, série L en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang, série K.

À toute date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série K, si la société établit qu'il y aurait moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série K en circulation, ces actions privilégiées de premier rang, série K restantes seront automatiquement converties en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang, série L. À toute date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série L, si la société établit qu'il y aurait moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série L en circulation, ces actions privilégiées de premier rang, série L restantes seront automatiquement converties en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang, série K. Toutefois, si par suite de ces conversions automatiques, moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série L ou moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série K étaient en circulation, alors aucune conversion automatique n'aura lieu.

#### *Actions privilégiées de premier rang, série M*

Les porteurs des 24 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série M ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 1,0250 \$ l'action par année jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2019, exclusivement. Pour chaque période de cinq ans après cette date, les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série M ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant rétablis. Les dividendes annuels rétablis par action correspondront au produit de 25,00 \$ l'action multipliés par le taux de dividende fixe annuel, soit la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans à la date de calcul du taux de dividende rétabli applicable, majorée de 2,48 %.

À chaque date de conversion des actions de série M, soit le 1<sup>er</sup> décembre 2019, ainsi que le 1<sup>er</sup> décembre de chaque période quinquennale par la suite, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en tout ou en partie, les actions privilégiées de premier rang, série M en circulation, au prix de 25,00 \$ l'action, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À chaque date de conversion des actions de série M, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang, série M auront le choix de convertir en tout ou en partie leurs actions privilégiées de premier rang, série M en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif et à taux variable, série N.

Les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série N auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés variables et cumulatifs au comptant d'après un montant par action correspondant au produit du dividende variable trimestriel applicable multiplié par 25,00 \$. Le taux de dividende variable trimestriel correspondra à la somme du rendement moyen des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois exprimée en pourcentage, majorée de 2,48 %.

À chaque date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série N, soit le 1<sup>er</sup> décembre 2024, ainsi que le 1<sup>er</sup> décembre de chaque période quinquennale par la suite, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en tout ou en partie, les actions privilégiées de premier rang, série N en circulation au prix de 25,00 \$ l'action, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À toute date après le 1<sup>er</sup> décembre 2019

qui n'est pas une date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série N, la société peut, à son gré, racheter au comptant, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de premier rang, série N en circulation au prix de 25,50 \$ l'action, majoré de tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement. À chaque date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série N, les porteurs des actions privilégiées de premier rang, série N auront le choix de convertir en tout ou en partie leurs actions privilégiées de premier rang, série N en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang, série M.

À toute date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série M, si la société établit qu'il y aurait moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série M en circulation, ces actions privilégiées de premier rang, série M restantes seront automatiquement converties en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang, série N. À toute date de conversion des actions privilégiées de premier rang, série N, si la société établit qu'il y aurait moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série N en circulation, ces actions privilégiées de premier rang, série N restantes seront automatiquement converties en un nombre égal d'actions privilégiées de premier rang, série M. Toutefois, si par suite de ces conversions automatiques, moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série N ou moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série M étaient en circulation, alors aucune conversion automatique n'aura lieu.

#### *Clauses restrictives applicables aux distributions de dividendes*

L'acte de fiducie portant sur les débetures de premier rang non garanties de la société pour un montant en capital de 200 millions de dollars contient un engagement prévoyant que Fortis ne peut déclarer ni payer de dividendes (sauf des dividendes en actions ou les dividendes privilégiés cumulatifs relatifs aux actions privilégiées qui ne sont pas émises à titre de dividendes en actions) ni verser d'autre distribution ou remboursement sur ses actions ni faire de remboursement anticipé de dette subordonnée s'il devait immédiatement s'ensuire que ses obligations consolidées à long terme représentent plus de 75 % du total de sa structure du capital consolidé.

La société dispose i) d'une facilité de crédit renouvelable non garantie consentie de 1 milliard de dollars venant à échéance en juillet 2018 et pouvant servir au financement temporaire d'acquisitions et aux besoins généraux de la société et ii) d'une facilité de crédit à terme non amortie, non renouvelable et non garantie de 300 millions de dollars dont le produit a été affecté au financement d'une partie de l'acquisition de UNS Energy. Au 31 décembre 2014, un montant de 273 millions de dollars demeurait en cours sur cette facilité de 300 millions de dollars qui arrive à échéance en août 2016. Chacune de ces facilités de crédit contient un engagement prévoyant que Fortis s'abstiendra de déclarer ou de payer des dividendes ou d'effectuer d'autres paiements assujettis à des restrictions si, immédiatement par la suite, le ratio de la dette consolidée par rapport à la structure du capital consolidé excède, à quelque moment que ce soit, 65 %.

Aux 31 décembre 2014 et 2013, la société était en conformité avec les clauses restrictives applicables aux distributions de dividendes, tel que décrit ci-dessus.

## 8.0 NOTATIONS

Les titres émis par Fortis, et par ses entreprises de services publics auxquelles une note est attribuée, sont notés par une ou plusieurs agences de notation, notamment DBRS, S&P et(ou) Moody's. Les notes attribuées aux titres émis par Fortis et à ses filiales sont révisées continuellement par ces agences. Les notes relatives au crédit et à la stabilité visent à fournir aux épargnants une mesure indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres et ne sont pas des recommandations d'achat, de vente ou de détention des titres. Les notes peuvent être révisées ou retirées en tout temps par l'agence de notation. Le tableau suivant présente sommairement les notations des titres de créance de la société en date du 18 février 2015.

<b>Fortis Notations</b>			
<b>Société</b>	<b>DBRS</b>	<b>S&amp;P</b>	<b>Moody's</b>
Fortis	A (faible), perspective stable (dette non garantie)	A-, perspective stable (dette non garantie)	s.o.
Caribbean Utilities	A (faible), perspective stable (dette de premier rang non garantie)	A-, perspective stable (dette de premier rang non garantie)	s.o.
Central Hudson <sup>1)</sup>	s.o.	A, perspective stable (dette non garantie)	A2, perspective stable (dette non garantie)
FEI <sup>2)</sup>	A, perspective stable (dette garantie et non garantie)	s.o.	A1/A3, perspective stable (dette garantie/non garantie)
FHI <sup>2)</sup>	BBB (élevée), perspective stable (dette non garantie)	s.o.	s.o.
FortisAlberta	A (faible), perspective positive (dette de premier rang non garantie)	A-, perspective stable (dette de premier rang non garantie)	s.o.
FortisBC Electric	A (faible), perspective stable (dette garantie et non garantie)	s.o.	Baa1, perspective stable (dette non garantie)
Fortis Turks and Caicos	s.o.	BBB, perspective stable (dette de premier rang non garantie)	s.o.
Maritime Electric	s.o.	A, perspective stable (dette de premier rang garantie)	s.o.
Newfoundland Power	A, perspective stable (obligations de première hypothèque)	s.o.	A2, perspective stable (obligations de première hypothèque)
TEP <sup>3)</sup>	s.o.	BBB+, perspective stable (dette non garantie)	Baa1, perspective positive (dette de premier rang non garantie)
UNS Energy	s.o.	s.o.	Baa2, perspective positive (dette de premier rang garantie)

<sup>1)</sup> La dette de premier rang non garantie de Central Hudson a également été notée « A, perspective négative » par Fitch.

<sup>2)</sup> En janvier 2015, DBRS a confirmé les notes à long terme des sociétés FortisBC Energy après la réalisation de la fusion de FortisBC le 31 décembre 2014.

<sup>3)</sup> La dette de premier rang non garantie de TEP a également été notée « BBB+ » par Fitch.

DBRS accorde des notations aux titres d'emprunt au moyen de catégories de notes allant de AAA à D, qui représentent l'écart entre la plus haute et la plus basse qualité de ces titres. DBRS déclare que :

i) ses notes pour la dette à long terme visent à donner une indication du risque que l'emprunteur ne respectera pas ses obligations à temps en ce qui concerne les engagements quant aux intérêts et au capital; ii) ses notes ne prennent pas en considération des facteurs comme l'établissement des prix ou le risque lié au marché et devraient être l'un des éléments considérés par les acquéreurs dans le cadre de leurs décisions de placement; et iii) chaque note est établie selon des critères quantitatifs et qualitatifs pertinents pour l'entité emprunteuse. La note A, telle que la conçoit DBRS, se situe au milieu de trois sous-catégories au sein de la troisième catégorie la plus élevée des neuf catégories principales. Une telle notation est attribuée aux titres d'emprunt dont la qualité du crédit est considérée satisfaisante et pour lesquels la protection des intérêts et du capital demeure considérable, mais dont la solidité est moindre que pour les entités qui ont une notation AA. Les entités ayant reçu une notation BBB sont considérées comme ayant une dette à long terme de qualité adéquate. La protection des intérêts et du capital est considérée comme acceptable, mais l'entité est jugée plus sensible à des changements défavorables de la conjoncture financière et économique, ou encore il peut exister d'autres conditions défavorables diminuant la solidité de l'entité et la valeur de ses titres visés par la note. L'indication « (élevée) » ou « (faible) » pouvant qualifier une notation donne une précision sur la situation à l'intérieur de la catégorie que représente la notation.

L'éventail de notation de la dette à long terme par S&P va de AAA à D, ce qui représente l'écart entre la plus haute et la plus basse qualité de ces titres. S&P utilise les désignations « + » ou « - » pour donner une indication de la situation des titres à l'intérieur de la catégorie que représente la notation qui leur est attribuée. S&P précise que ses notations de crédit représentent les opinions actuelles en ce qui concerne les caractéristiques de sécurité financière à l'égard de la capacité de l'émetteur de s'acquitter des paiements prévus par les contrats conclus conformément aux modalités de ceux-ci. Cette opinion n'est pas spécifique à aucun contrat donné et ne traite pas du caractère adéquat d'un contrat particulier pour des fins ou pour un acquéreur spécifiques. Une notation A signifie que l'émetteur est considéré comme ayant des caractéristiques de sécurité financière lui permettant de respecter ses engagements financiers, mais qu'il est légèrement plus vulnérable aux effets défavorables des changements survenant dans sa situation et dans la conjoncture économique que les émetteurs dont la notation est supérieure.

Dans le cas de Moody's, l'échelle de notation de la dette à long terme va de Aaa à C, ce qui représente l'écart entre la plus haute et la plus basse qualité de ces titres. De plus, Moody's applique les modificateurs numériques 1, 2 et 3 à chaque catégorie de notation générique allant de Aa à Caa pour indiquer où se situent les titres à l'intérieur de celle-ci. Le modificateur 1 indique que le titre se classe dans la tranche supérieure de sa catégorie de notation générique, le modificateur 2 indique qu'il se classe dans la tranche intermédiaire et le modificateur 3 indique qu'il se classe dans la tranche inférieure de sa catégorie de notation générique. Moody's précise que ses notations de la dette à long terme représentent un consensus sur le risque relatif des obligations à revenu fixe ayant une échéance initiale d'un an ou plus et que chacune de ces notations tient compte de la probabilité d'un manquement et d'une perte financière subie en cas de manquement. Dans le système de Moody's, la cote Baa se situe dans la quatrième catégorie des neuf catégories de notation principales et s'applique à des titres d'emprunt jugés de qualité moyenne. Les titres d'emprunt notés Baa sont exposés à des risques de crédit modérés et peuvent comporter certaines caractéristiques spéculatives. Les titres d'emprunt notés A sont jugés de qualité moyenne à supérieure et sont soumis à des risques de crédit inférieurs.

Fitch accorde des notations à la dette à long terme au moyen de catégories de notes allant de AAA à C, qui représentent l'écart entre la plus haute et la plus basse qualité de ces titres. Fitch utilise les désignations « + » ou « - » pour donner une indication de la situation des titres à l'intérieur d'une catégorie de notation particulière. Ces modificateurs ne sont pas ajoutés à la notation AAA, ni aux notations inférieures à B. Fitch déclare que ses notations de crédit donnent une opinion sur la capacité relative d'une entité de s'acquitter de ses engagements financiers, comme ses obligations au titre de l'intérêt, des dividendes privilégiés, du remboursement du capital, des réclamations d'assurance ou de ses obligations en tant que contrepartie. Les notations de crédit de Fitch ne portent pas directement sur d'autres risques que le risque de crédit. Une note « A » indique que, selon les attentes, le risque de défaut est faible et la capacité de paiement des engagements financiers est solide. Une note « BBB+ » indique que, selon les attentes actuelles, le risque de défaut est faible et la capacité de paiement des engagements financiers est adéquate.

La société verse individuellement à DBRS, à S&P et à Moody's des frais annuels de suivi et des frais non récurrents à l'égard de chaque émission notée. Exception faite de certains services de

consultation fournis par S&P au cours de l'exercice 2013, Fortis n'a pas reçu d'autres services de DBRS, de S&P ou de Moody's au cours des exercices 2013 et 2014, et n'a versé aucune rémunération à cet égard.

## 9.0 MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Les actions ordinaires, 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, les actions privilégiées de premier rang, série K et les actions privilégiées de premier rang, série M de Fortis sont inscrites à la cote de la Bourse TSX sous les symboles FTS, FTS.PR.E, FTS.PR.F, FTS.PR.G, FTS.PR.H, FTS.PR.J, FTS.PR.K et FTS.PR.M respectivement. Les reçus de versement de Fortis ont été négociés à la cote de la Bourse TSX sous le symbole FTS.IR durant la période allant du 9 janvier 2014 au 27 octobre 2014, jusqu'à la réception du versement final aux termes des débentures convertibles.

Le tableau suivant indique les cours extrêmes compilés des actions ordinaires, des actions privilégiées de premier rang, série E, des actions privilégiées de premier rang, série F, des actions privilégiées de premier rang, série G, des actions privilégiées de premier rang, série H, des actions privilégiées de premier rang, série J, des actions privilégiées de premier rang, série K, des actions privilégiées de premier rang, série M et des reçus de versement ainsi que le volume des opérations s'y rapportant, pour chaque mois durant l'exercice terminé le 31 décembre 2014.

Fortis						
Cours et volume des opérations pour 2014						
Mois	Actions ordinaires			Actions privilégiées de premier rang, série E		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	30,65	29,78	15 427 305	26,14	25,82	55 264
Février	31,09	30,20	9 620 655	26,11	25,80	33 747
Mars	31,56	30,51	12 777 178	26,24	25,81	18 225
Avril	32,28	31,35	9 813 038	26,20	25,91	247 732
Mai	32,86	31,26	12 283 732	26,24	25,82	28 942
Juin	32,58	31,58	11 025 968	26,09	25,80	11 120
Juillet	33,88	32,14	12 902 845	26,27	26,05	33 096
Août	33,83	32,98	11 646 542	26,33	25,80	50 911
Septembre	34,81	33,41	12 093 602	26,11	25,91	75 532
Octobre	37,00	33,84	17 348 129	26,12	25,94	12 440
Novembre	40,83	36,70	27 838 727	26,14	25,77	71 290
Décembre	40,67	37,74	21 788 442	25,99	25,72	23 305

<b>Fortis</b>						
<b>Cours et volume des opérations pour 2014</b>						
	<b>Actions privilégiées de premier rang, série F</b>			<b>Actions privilégiées de premier rang, série G</b>		
<b>Mois</b>	<b>Haut (\$)</b>	<b>Bas (\$)</b>	<b>Volume</b>	<b>Haut (\$)</b>	<b>Bas (\$)</b>	<b>Volume</b>
Janvier	23,33	22,22	91 267	24,53	23,97	232 756
Février	23,71	22,67	262 017	24,49	24,00	88 365
Mars	24,10	23,01	70 380	24,75	24,25	167 012
Avril	24,60	23,81	81 295	25,20	24,54	276 627
Mai	24,65	23,75	86 608	25,30	24,08	284 273
Juin	24,37	23,67	138 461	24,93	24,26	183 455
Juillet	24,83	24,27	147 770	25,15	24,66	145 260
Août	24,88	24,50	28 940	25,36	24,80	205 490
Septembre	24,79	23,70	64 463	25,13	23,57	175 676
Octobre	24,77	23,69	63 422	25,22	24,40	76 906
Novembre	25,01	24,35	85 441	25,50	24,80	61 259
Décembre	25,01	23,94	61 007	25,39	24,75	76 280
	<b>Actions privilégiées de premier rang, série H</b>			<b>Actions privilégiées de premier rang, série J</b>		
<b>Mois</b>	<b>Haut (\$)</b>	<b>Bas (\$)</b>	<b>Volume</b>	<b>Haut (\$)</b>	<b>Bas (\$)</b>	<b>Volume</b>
Janvier	22,00	21,00	112 390	22,90	21,70	198 292
Février	21,84	20,90	1 039 870	22,76	22,23	340 425
Mars	21,89	21,34	162 043	23,47	22,43	261 486
Avril	22,00	21,59	346 498	24,25	23,20	136 011
Mai	22,40	21,05	305 651	24,40	23,60	260 905
Juin	21,64	21,00	331 098	24,10	23,42	95 978
Juillet	21,90	21,21	86 946	24,67	23,85	120 687
Août	21,61	20,75	95 093	24,59	24,03	137 744
Septembre	21,25	20,21	154 015	24,34	23,26	211 529
Octobre	21,23	19,95	288 510	24,80	23,41	129 354
Novembre	20,81	20,21	540 634	24,92	24,31	90 292
Décembre	20,50	18,00	537 551	24,99	23,76	105 001
	<b>Actions privilégiées de premier rang, série K</b>			<b>Actions privilégiées de premier rang, série M <sup>1)</sup></b>		
<b>Mois</b>	<b>Haut (\$)</b>	<b>Bas (\$)</b>	<b>Volume</b>	<b>Haut (\$)</b>	<b>Bas (\$)</b>	<b>Volume</b>
Janvier	24,90	24,27	293 987	-	-	-
Février	24,84	24,42	108 014	-	-	-
Mars	24,87	24,50	258 033	-	-	-
Avril	25,25	24,80	271 649	-	-	-
Mai	25,42	24,79	215 657	-	-	-
Juin	25,29	24,80	176 452	-	-	-
Juillet	25,54	24,85	160 474	-	-	-
Août	25,30	24,75	141 563	-	-	-
Septembre	25,21	24,56	215 962	25,40	25,00	2 343 967
Octobre	25,61	24,44	79 512	25,61	25,10	724 545
Novembre	25,69	24,76	84 108	25,85	25,35	812 404
Décembre	25,51	24,31	96 823	25,73	25,15	643 591

<b>Reçus de versement <sup>2)</sup></b>			
<b>Mois</b>	<b>Haut (\$)</b>	<b>Bas (\$)</b>	<b>Volume</b>
Janvier	32,96	29,25	1 301 719
Février	32,75	30,50	792 223
Mars	33,95	31,80	1 613 996
Avril	37,22	33,70	1 350 380
Mai	39,29	35,85	1 237 972
Juin	38,51	35,43	927 018
Juillet	43,00	37,50	2 091 274
Août	43,36	39,94	1 150 613
Septembre	46,22	42,16	442 368
Octobre	48,35	42,00	851 150

<sup>1)</sup> Les actions privilégiées de premier rang, série M, ont été émises en septembre 2014.

<sup>2)</sup> Les reçus de versement ont été négociés à la Bourse TSX du 9 janvier 2014 au 27 octobre 2014.

## 10.0 ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Le conseil dispose de lignes directrices en matière de gouvernance qui traitent de divers éléments, y compris le mandat des administrateurs. Les lignes directrices en matière de gouvernance prévoient que les administrateurs de la société sont élus pour un mandat d'un an et, sauf dans des circonstances appropriées déterminées par le conseil, sont admissibles à la réélection jusqu'à l'assemblée annuelle des actionnaires suivant la date à laquelle ils atteignent l'âge de 70 ans ou le 12<sup>e</sup> anniversaire de leur première élection au conseil. Le tableau suivant présente, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2015, le nom et la municipalité de résidence de chacun des administrateurs de Fortis, ainsi que leurs postes principaux au cours des cinq dernières années.

<b>Administrateurs de Fortis</b>	
<b>Nom</b>	<b>Postes principaux au cours des cinq dernières années</b>
<b>TRACEY C. BALL</b> <sup>1) 1)</sup> Edmonton (Alberta)	M <sup>me</sup> Ball, 57 ans, a pris sa retraite en septembre 2014 à titre de vice-présidente à la direction et chef des finances du groupe de la Banque canadienne de l'Ouest. Avant de se joindre, en 1987, à une entité que la Banque canadienne de l'Ouest a remplacée, elle a travaillé dans le domaine de la comptabilité publique et en consultation. Mme Ball a siégé à divers conseils d'administration dans le secteur privé et public, y compris au comité d'audit de la province d'Alberta, et au Financial Executives Institute of Canada. Elle siège actuellement au conseil de gouvernance du projet de réseau de train léger de la ville d'Edmonton. M <sup>me</sup> Ball est titulaire d'un baccalauréat ès arts (Commerce) de la Simon Fraser University. Elle est membre des Comptables professionnels agréés du Canada, de l'Institute of Chartered Accountants d'Alberta et de l'Association of Chartered Professional Accountants de la Colombie-Britannique. M <sup>me</sup> Ball détient la désignation IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés. M <sup>me</sup> Ball a été nommée au comité d'audit au moment de son élection au conseil en mai 2014. Elle est administratrice de Fortis Alberta et présidente du comité d'audit de cette société.
<b>PETER E. CASE</b> <sup>1) 2)</sup> Kingston (Ontario)	M. Case, 60 ans, administrateur de sociétés, a pris sa retraite en février 2003 à titre de directeur exécutif du service de recherche d'actions institutionnelles pour Marchés mondiaux CIBC. Au cours de sa carrière de 17 ans en tant qu'analyste cadre des placements auprès de Marchés mondiaux CIBC et de BMO Nesbitt Burns et de ses sociétés remplacées, M. Case a procédé à des analyses d'entreprises de pipelines et de services publics d'énergie au Canada et de certaines de ces entreprises aux États-Unis qui se sont continuellement classées parmi les meilleures. M. Case a obtenu un baccalauréat ès arts et une maîtrise en administration des affaires de la Queen's University et une maîtrise en théologie du Wycliffe College de la University of Toronto. Il a été élu au conseil pour la première fois en mai 2005 et est président du comité d'audit du conseil depuis mars 2011. M. Case a été administrateur de FortisOntario de 2003 à 2010 et président du conseil d'administration de FortisOntario de 2009 à 2010. Il ne siège pas à titre d'administrateur d'autres émetteurs assujettis.
<b>FRANK J. CROTHERS</b> <sup>2)</sup> Nassau, Bahamas	M. Crothers, 70 ans, est président du conseil et chef de la direction de Island Corporate Holdings Limited, Nassau, Bahamas, société d'investissements privée établie aux Bahamas ayant divers intérêts dans les Caraïbes, en Amérique du Nord, en Australie et en Afrique du Sud. Pendant plus de 35 ans, il a siégé à de nombreux conseils des secteurs public et privé. Pendant plus de dix ans, il a siégé au conseil de la Harvard University Graduate School of Education et a également occupé pendant trois ans le poste de président du conseil de CARILEC, la Caribbean Association of Electrical Utilities. M. Crothers est l'ancien président de FortisTCI, qui a été acquise par la société en août 2006. Il siège au conseil d'administration de Caribbean Utilities. M. Crothers a été élu pour la première fois au conseil de Fortis en mai 2007. Auparavant, il a été administrateur de Belize Electricity de 2007 à 2010. M. Crothers est également administrateur des émetteurs assujettis AML Limited et des organismes de placement collectif Templeton.

<b>Administrateurs de Fortis (suite)</b>	
<b>Nom</b>	<b>Postes principaux au cours des cinq dernières années</b>
<b>IDA J. GOODREAU</b> <sup>3)</sup> Bowen Island (Colombie-Britannique)	M <sup>me</sup> Goodreau, 63 ans, est professeure adjointe à la Sauder School of Business de la University of British Columbia. Elle est l'ancienne présidente et chef de la direction de LifeLabs. Avant de se joindre à LifeLabs en mars 2009, elle a agi en qualité de présidente et chef de la direction de Vancouver Coastal Health Authority à partir de 2002. Elle a occupé des postes de haute direction auprès de plusieurs sociétés canadiennes et internationales des secteurs des pâtes et papiers et du gaz naturel. M <sup>me</sup> Goodreau est titulaire d'un baccalauréat spécialisé en commerce et d'une maîtrise en administration des affaires de la University of Windsor et d'un baccalauréat ès arts en études anglaises et en économie de la University of Western Ontario. Elle a siégé au conseil d'administration de nombreuses sociétés fermées et ouvertes et occupe un poste d'administratrice de FHI et de FortisBC Inc. depuis 2007 et 2010 respectivement. M <sup>me</sup> Goodreau est présidente du comité de gouvernance des sociétés FortisBC et de FHI. Elle a été élue pour la première fois au conseil en mai 2009. M <sup>me</sup> Goodreau ne siège pas à titre d'administratrice d'autres émetteurs assujettis.
<b>DOUGLAS J. HAUGHEY</b> <sup>1) 3)</sup> Calgary (Alberta)	M. Haughey, 58 ans, a été, d'août 2012 à mai 2013, chef de la direction de The Churchill Corporation, société de services de construction commerciale et de services industriels axée sur le marché de l'Ouest canadien, il a été président et chef de la direction de Provident Energy Ltd., propriétaire/exploitante d'installations intermédiaires de liquides de gaz naturel, de 2010 jusqu'à la conclusion fructueuse de sa vente à Pembina Pipeline en avril 2012. De 1999 à 2008, M. Haughey a occupé plusieurs postes de haute direction auprès de Spectra Energy et de sociétés remplacées. Il a assuré la direction générale de ses activités dans le secteur médian lié au gaz naturel dans l'Ouest canadien, a été président et chef de la direction de Spectra Energy Income Fund et a également dirigé les équipes du développement stratégique et des fusions et acquisitions établies à Houston, au Texas. M. Haughey est titulaire d'un baccalauréat en administration de la University of Regina et d'une maîtrise en administration des affaires de la University of Calgary. Il détient également l'accréditation IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés. Il a été élu pour la première fois au conseil en mai 2009. M. Haughey est devenu administrateur de FortisAlberta en 2010 et il siège en qualité de président de ce conseil. M. Haughey est également un administrateur de Keyera Corporation.
<b>HARRY McWATTERS</b> <sup>2)</sup> Summerland (Colombie-Britannique)	M. McWatters, 69 ans, est président de Vintage Consulting Group Inc., de Harry McWatters Inc. et de TIME Estate Winery, toutes des sociétés engagées dans divers aspects de l'industrie vinicole de la Colombie-Britannique. Il est le fondateur et ancien président de Sumac Ridge Estate Wine Group. M. McWatters a été élu pour la première fois au conseil en mai 2007. Il a agi en qualité d'administrateur de FHI et de FortisBC Inc., pour lesquelles il a siégé en tant que président du conseil de 2006 à 2010. M. McWatters n'agit pas à titre d'administrateur d'autres émetteurs assujettis.

<b>Administrateurs de Fortis (suite)</b>	
<b>Nom</b>	<b>Postes principaux au cours des cinq dernières années</b>
<b>RONALD D. MUNKLEY</b> <sup>2)3)</sup> Mississauga (Ontario)	M. Munkley, 68 ans, administrateur de sociétés, a quitté son poste de vice-président du conseil et directeur du secteur de l'électricité et des services publics de Marchés mondiaux CIBC pour prendre sa retraite en avril 2009. À ce poste, il a agi à titre de conseiller principal dans le cadre de plus de 175 mandats liés aux marchés des capitaux et mandats stratégiques et de consultation pour des entreprises nord-américaines de services publics clientes. Auparavant, il a été chef de l'exploitation d'Enbridge Inc. et président du conseil d'Enbridge Consumer Gas, avant quoi il a été président et chef de la direction de Consumer Gas, qu'il a dirigée pendant le processus de déréglementation et de restructuration de celle-ci, durant les années 1990. M. Munkley est titulaire d'un baccalauréat spécialisé en sciences de l'ingénierie de la Queen's University. Il est ingénieur et il a terminé les programmes de formation de dirigeant et de cadre dirigeant à la University of Western Ontario, puis a obtenu une attestation à l'égard de la formation pour associés, administrateurs et cadres supérieurs de l'Institut canadien des valeurs mobilières. Il a été élu pour la première fois au conseil en mai 2009. M. Munkley siège actuellement au conseil d'administration de Bird Construction Inc.
<b>DAVID G. NORRIS</b> <sup>1) 2) 3)</sup> St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	M. Norris, 67 ans, administrateur de sociétés, a été consultant en finances et en gestion de 2001 jusqu'à sa retraite, en décembre 2013. Avant cela, il était vice-président directeur, finances et développement des affaires de Fishery Products International Limited. Auparavant, il a été sous-ministre au ministère des Finances et au Conseil du Trésor du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. M. Norris a obtenu un baccalauréat spécialisé en commerce de la Memorial University of Newfoundland et une maîtrise en administration des affaires de la McMaster University. M. Norris a été élu pour la première fois au conseil en mai 2005 et a été nommé président du conseil en décembre 2010. Il a siégé à titre de président du comité d'audit du conseil de mai 2006 à mars 2011. M. Norris a été administrateur de Newfoundland Power de 2003 à 2010 et a siégé à titre de président du conseil de cette société de 2006 à 2010. Il a été administrateur de Fortis Properties de 2006 à 2010. M. Norris ne siège pas à titre d'administrateur d'autres émetteurs assujettis.
<b>MICHAEL A. PAVEY</b> <sup>1) 3)</sup> Calgary (Alberta)	M. Pavey, 67 ans, administrateur de sociétés, a quitté son poste de vice-président directeur et chef des finances de Major Drilling Group International Inc. en septembre 2006. Avant de se joindre à Major Drilling Group International Inc. en 1999, il occupait des fonctions de haute direction auprès de TransAlta Corporation, notamment le poste de vice-président principal et chef des finances. M. Pavey a obtenu un baccalauréat en sciences appliquées (génie mécanique) de la University of Waterloo et une maîtrise en administration des affaires de l'Université McGill. Il a agi en qualité d'administrateur de Maritime Electric de 2001 à 2007 et a siégé en tant que président du comité d'audit et de l'environnement de cette société de 2003 à 2007. M. Pavey a été élu pour la première fois au conseil de la société en mai 2004 et il a été nommé président du comité des ressources humaines en mai 2013. Il ne siège pas à titre d'administrateur d'autres émetteurs assujettis.

<b>Administrateurs de Fortis (suite)</b>	
<b>Nom</b>	<b>Postes principaux au cours des cinq dernières années</b>
<b>BARRY V. PERRY</b> Mount Pearl (Terre-Neuve-et-Labrador)	M. Perry, 50 ans, est président et chef de la direction de la société. Avant d'occuper son poste actuel auprès de Fortis, il a été président de la société du 30 juin au 31 décembre 2014 et, auparavant, il a été vice-président, finances et chef des finances de la société. M Perry s'est joint au groupe Fortis en 2000 à titre de vice-président, finances et chef des finances de Newfoundland Power. Il est titulaire d'un baccalauréat en commerce de la Memorial University of Newfoundland et est membre de l'Association of Chartered Professional Accountants de Terre-Neuve-et-Labrador. M. Perry siège au conseil des entreprises de services publics de Fortis en Colombie-Britannique, en Alberta, en Arizona et à New York, de même qu'au conseil de Fortis Properties.

<sup>1)</sup> Ces personnes siègent au comité d'audit

<sup>2)</sup> Ces personnes siègent au comité de gouvernance et des mises en candidature

<sup>3)</sup> Ces personnes siègent au comité des ressources humaines

Le tableau qui suit donne le nom et municipalité de résidence de chacun des membres de la direction de Fortis, ainsi que leur poste, au 1<sup>er</sup> janvier 2015.

<b>Membres de la direction de Fortis</b>	
<b>Nom et municipalité de résidence</b>	<b>Poste occupé</b>
<b>Barry V. Perry</b> Mount Pearl (Terre-Neuve-et-Labrador)	Président et chef de la direction <sup>1)</sup>
<b>Karl W. Smith</b> St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	Vice-président directeur, chef des finances <sup>2)</sup>
<b>John C. Walker</b> Kelowna (Colombie-Britannique)	Vice-président directeur, exploitation dans l'Ouest canadien <sup>3)</sup>
<b>Earl A. Ludlow</b> Paradise (Terre-Neuve-et-Labrador)	Vice-président directeur, exploitation dans l'Est du Canada et les Caraïbes <sup>4)</sup>
<b>David C. Bennett</b> St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	Vice-président, chef du contentieux et secrétaire de la société <sup>5)</sup>
<b>James D. Spinney</b> Mount Pearl (Terre-Neuve-et-Labrador)	Trésorier <sup>6)</sup>
<b>Jamie D. Roberts</b> Mount Pearl (Terre-Neuve-et-Labrador)	Contrôleur <sup>7)</sup>
<b>Donna G. Hynes</b> St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	Secrétaire adjointe <sup>8)</sup>

<sup>1)</sup> M. Perry a été nommé président et chef de la direction en date du 1<sup>er</sup> janvier 2015, lorsque M. H. Stanley Marshall a pris sa retraite. M. Perry est devenu président de Fortis en date du 30 juin 2014. Auparavant, M. Perry était vice-président, finances, et chef des finances de Fortis depuis 2004.

<sup>2)</sup> M. Smith a été nommé vice-président directeur, chef des finances, en date du 30 juin 2014. Auparavant, M. Smith était président et chef de la direction de Fortis Alberta depuis 2007.

<sup>3)</sup> M. Walker a été nommé vice-président directeur, exploitation dans l'Ouest canadien en date du 1<sup>er</sup> août 2014. Auparavant, M. Walker était président et chef de la direction de FortisBC Electric depuis 2005 et, en 2010, il avait également été nommé président et chef de la direction des sociétés FortisBC Energy.

<sup>4)</sup> M. Ludlow a été nommé vice-président directeur, exploitation dans l'Est du Canada et les Caraïbes en date du 1<sup>er</sup> août 2014. Auparavant, M. Ludlow était président et chef de la direction de Newfoundland Power depuis 2007.

<sup>5)</sup> M. Bennett a été nommé vice-président, chef du contentieux et secrétaire de la société en date du 19 septembre 2014. Auparavant, M. Bennett était vice-président, soutien de l'exploitation, chef du contentieux et secrétaire d'entreprise de FortisBC Inc. depuis 2013.

<sup>6)</sup> M. Spinney a été nommé trésorier en date du 20 mars 2013. Auparavant, M. Spinney était directeur, Trésorerie de Fortis depuis octobre 2002.

<sup>7)</sup> M. Roberts a été nommé contrôleur en date du 20 mars 2013. Auparavant, M. Roberts était vice-président, finances et chef des finances de Fortis Properties depuis juillet 2008.

<sup>8)</sup> M<sup>me</sup> Hynes a été nommée secrétaire adjointe en date du 8 décembre 1999. Elle s'est jointe à Fortis à titre de directrice, relations avec les épargnants et relations publiques, en octobre 1999; auparavant, elle travaillait pour Newfoundland Power.

En date du 31 décembre 2014, les administrateurs et les dirigeants de Fortis étaient directement ou indirectement propriétaires véritables, en tant que groupe, de 663 405 actions ordinaires, soit 0,2 % des actions ordinaires émises et en circulation de Fortis, ou exerçaient une emprise sur ces actions. Les actions ordinaires sont les seuls titres comportant droit de vote de la société.

## 11.0 COMITÉ D'AUDIT

### 11.1 Formation et expérience

La formation et l'expérience de chaque membre du comité d'audit qui sont pertinentes à ses responsabilités à ce titre sont mentionnées ci-dessous. Au 31 décembre 2014, le comité d'audit était composé des personnes suivantes.

<b>Fortis Comité d'audit</b>	
<b>Name</b>	<b>Formation et expérience pertinentes</b>
<b>PETER E. CASE</b> ( <i>président</i> ) Kingston (Ontario)	M. Case a pris sa retraite en février 2003, à titre de directeur général du service institutionnel de recherche sur les actions pour Marchés mondiaux CIBC. Il a obtenu un baccalauréat ès arts et une maîtrise en administration des affaires de la Queen's University, ainsi qu'une maîtrise en théologie du Wycliffe College de la University of Toronto.
<b>TRACEY C. BALL</b> Edmonton (Alberta)	M <sup>me</sup> Ball a pris sa retraite en septembre 2014 à titre de vice-présidente à la direction et chef des finances du groupe de la Banque canadienne de l'Ouest. M <sup>me</sup> Ball a siégé à divers conseils d'administration dans le secteur privé et public, y compris au comité d'audit de la province d'Alberta, et au Financial Executives Institute of Canada. Elle siège actuellement au conseil de gouvernance du projet de réseau de train léger de la ville d'Edmonton. M <sup>me</sup> Ball est titulaire d'un baccalauréat ès arts (Commerce) de la Simon Fraser University. Elle est membre de Comptables professionnels agréés du Canada, de l'Institute of Chartered Accountants d'Alberta et de l'Association of Chartered Professional Accountants de la Colombie-Britannique. M <sup>me</sup> Ball détient la désignation IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés.
<b>DOUGLAS J. HAUGHEY</b> Calgary (Alberta)	M. Haughey a été chef de la direction de The Churchill Corporation d'août 2012 à mai 2013. Auparavant, il a été président et chef de la direction de Provident Energy Ltd. et a occupé plusieurs postes de direction auprès de Spectra Energy et de ses sociétés remplacées. Il est titulaire d'un baccalauréat en administration de la University of Regina et d'une maîtrise en administration des affaires de la University of Calgary. Il détient également l'accréditation IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés.
<b>DAVID G. NORRIS</b> St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	M. Norris a été conseiller en finances et en gestion de 2001 jusqu'à sa retraite en décembre 2013. Auparavant, il a été vice-président directeur, finances et développement des affaires de Fishery Products International Limited. Il a obtenu un baccalauréat en commerce avec distinction de la Memorial University of Newfoundland et une maîtrise en administration des affaires de la McMaster University.
<b>MICHAEL A. PAVEY</b> Calgary (Alberta)	M. Pavey a quitté son poste de vice-président directeur et chef des finances de Major Drilling Group International Inc. en septembre 2006. Avant de se joindre à Major Drilling Group International Inc. en 1999, il occupait des fonctions de haute direction auprès de TransAlta Corporation, notamment le poste de vice-président principal et chef des finances. M. Pavey a obtenu un baccalauréat en sciences appliquées (génie mécanique) de la University of Waterloo et une maîtrise en administration des affaires de l'Université McGill.

Le conseil a déterminé que chacun des membres du comité d'audit est indépendant et possède des compétences financières. Un membre est indépendant lorsqu'il n'a pas de relation importante directe ou indirecte avec la société dont le conseil pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'elle nuise à l'indépendance du jugement de ce membre, tel qu'il est décrit plus en détail dans le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*. Une personne possède des compétences financières si elle a la capacité de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présentent des questions comptables dont l'ampleur et le niveau de complexité sont habituellement comparables à ceux que les états financiers consolidés audités pour 2014 de la société pourraient comporter, selon toute attente raisonnable.

## 11.2 Mandat du comité d'audit

Le texte du mandat du comité d'audit est présenté ci-dessous.

### A. Objectif

Le comité doit appuyer le conseil en supervisant l'audit externe des états financiers annuels de la société et les processus et politiques de présentation et de communication de l'information financière et comptable de la société.

### B. Définitions

Dans ce mandat :

« **administrateur** » s'entend d'un membre du conseil;

« **auditeur externe** » s'entend du cabinet de comptables professionnels agréés, inscrit auprès du Conseil canadien sur la reddition de comptes ou de son remplaçant, nommé par les actionnaires de la société pour exercer les fonctions d'auditeur externe de la société;

« **auditeur interne** » s'entend de la personne employée ou engagée par la société pour exercer les fonctions d'auditeur interne de celle-ci;

« **comité** » s'entend du comité d'audit nommé par le conseil en vertu de ce mandat;

« **conseil** » s'entend du conseil d'administration de la société;

« **direction** » s'entend des membres de la haute direction de la société;

« **indépendant** » s'entend d'une personne libre de toute relation importante directe ou indirecte avec la société dont le conseil pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'elle nuise à l'indépendance du jugement de cette personne, tel que décrit plus en détail dans le Règlement 52-110;

« **membre** » s'entend d'un administrateur nommé à titre de membre du comité;

« **notice annuelle** » s'entend de la notice annuelle déposée par la société;

« **posséder des compétences financières** » s'entend de la capacité de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présentent des questions comptables dont l'ampleur et le niveau de complexité sont habituellement comparables à ceux que les états financiers de la société pourraient comporter, selon toute attente raisonnable;

« **rapport de gestion** » s'entend du rapport de gestion de la société, préparé conformément au Règlement 51-102A1 à l'égard des états financiers annuels et intermédiaires de la société;

« **société** » s'entend de Fortis Inc.

### C. *Composition et réunions*

1. Le comité doit être nommé annuellement par le conseil et être constitué d'au moins trois (3) administrateurs : chacun doit être indépendant, posséder des compétences financières et ne pas être membre de la direction ou du personnel de la société ou d'un membre du groupe de celle-ci.
2. Le conseil doit nommer un président du comité sur la recommandation du comité de gouvernance et des mises en candidature de la société, ou de tout autre comité que le conseil peut autoriser.
3. Le comité doit se réunir au moins quatre (4) fois chaque année et à tout autre moment au cours de l'exercice s'il le juge approprié. Les réunions du comité seront convoquées par i) le président du comité ou ii) par deux (2) membres, ou encore iii) par l'auditeur externe.
4. Le président et chef de la direction, le vice-président directeur, chef des finances, l'auditeur externe et l'auditeur interne doivent être avisés de toutes les réunions du comité et (à moins que le président du comité ne le détermine autrement) y participer.
5. À toutes les réunions du comité, un quorum sera constitué d'au moins trois (3) membres.
6. Le président du comité devra présider toutes les réunions du comité auxquelles il est présent. Si le président est absent de toute réunion du comité, les membres présents à la réunion devront nommer un de leurs membres pour présider la réunion.
7. À moins que le président du comité ne le détermine autrement, le secrétaire de la société agira à titre de secrétaire du comité à toutes les réunions du comité.

### D. *Supervision de l'audit externe et des processus et politiques de présentation et de communication de l'information comptable et financière*

L'objectif principal du comité est de superviser, pour le compte du conseil, les activités d'audit externe de la société et les processus et politiques de présentation et de communication de l'information comptable et financière. Il incombe à la direction de la société de choisir, d'instaurer et de maintenir des principes, des politiques, des contrôles internes et des procédures en matière de communication de l'information comptable et financière qui permettent de respecter les normes comptables et les lois et règlements applicables. La direction est responsable de la préparation et de l'intégrité des états financiers de la société.

#### 1. Supervision de l'audit externe

La supervision de l'audit externe se rapporte à l'audit des états financiers annuels de la société.

- 1.1. Le comité est chargé d'évaluer l'auditeur externe et de recommander au conseil de proposer sa nomination par les actionnaires.
- 1.2. Avant chaque audit, le comité doit passer en revue le plan d'audit de l'auditeur externe, y compris l'approche générale, l'étendue et les domaines assujettis au risque d'inexactitudes importantes.
- 1.3. Le comité a la responsabilité d'approuver les modalités du mandat et la rémunération de l'auditeur externe, y compris pour les services non liés à l'audit que fournit l'auditeur externe.
- 1.4. Le comité doit passer en revue et analyser les états financiers annuels audités de la société, ainsi que le rapport de l'auditeur externe s'y rapportant et le rapport de gestion, de concert avec la direction et l'auditeur externe pour obtenir une assurance raisonnable quant à leur exactitude, cohérence et exhaustivité. Le comité doit rencontrer en privé

l'auditeur externe. Le comité doit superviser le travail de l'auditeur externe et résoudre tout désaccord entre la direction et l'auditeur externe.

- 1.5. Le comité doit déployer des efforts raisonnables, notamment s'entretenir avec l'auditeur externe, pour s'assurer de l'indépendance de l'auditeur externe, au sens de la norme canadienne d'audit – 260.
2. Supervision des processus de présentation et de communication de l'information financière et comptable
    - 2.1. Le comité doit recommander à l'approbation du conseil les états financiers annuels audités et le rapport de gestion.
    - 2.2. Le comité doit passer en revue les états financiers intermédiaires non audités de concert avec l'auditeur externe et la direction, ainsi que le rapport d'examen de mission de l'auditeur externe à cet égard.
    - 2.3. Le comité doit passer en revue les états financiers intermédiaires non audités et les notes afférentes à ces états, ainsi que le rapport de gestion intermédiaire et les communiqués sur le bénéficiaire et approuver leur publication, pour le compte du conseil.
    - 2.4. Le comité doit passer en revue et recommander à l'approbation du conseil la notice annuelle, la circulaire de sollicitation de procurations par la direction, tout prospectus et toute autre information financière ou tout document d'information de la société devant être publiés par la société avant que ceux-ci soient diffusés au public.
    - 2.5. Le comité doit déployer des efforts raisonnables pour s'assurer de l'intégrité des systèmes d'information financière de la société, des contrôles internes à l'égard de l'information financière, ainsi que de la compétence du personnel comptable et des membres de la haute direction de celle-ci s'occupant des finances de la société qui sont responsables de la présentation de l'information comptable et financière.
    - 2.6. Le comité doit déployer des efforts raisonnables pour s'assurer du caractère approprié des structures importantes de la société en matière de financement et de fiscalité.
    - 2.7. Il incombe au comité de superviser l'auditeur interne.
    - 2.8. Le comité doit surveiller le programme de gestion des risques d'entreprise et faire rapport de l'évolution de celui-ci.
  3. Supervision du mandat du comité d'audit et des politiques s'y rapportant

De manière périodique, le comité passera en revue le mandat du comité d'audit et les politiques suivantes, puis en fera rapport au conseil :

    - 3.1. Politique relative aux rapports sur les allégations de conduite inappropriée présumée ou d'actes répréhensibles présumés;
    - 3.2. Politique relative aux instruments dérivés et aux couvertures;
    - 3.3. Politique d'approbation préalable des services d'audit et des services non liés à l'audit;
    - 3.4. Politique relative à l'engagement de membres de cabinets d'auditeurs indépendants;
    - 3.5. Politique relative au rôle et à la fonction de l'audit interne;
    - 3.6. Politique relative à l'information; et

- 3.7. Toutes les autres politiques pouvant être mises sur pied de temps à autre concernant les processus de présentation et de communication de l'information comptable et financière, la supervision des activités d'audit externe des états financiers de la société et la supervision de la fonction d'audit interne.

#### 4. Engagement et rémunération de conseillers

Le comité a le pouvoir exclusif d'engager des conseillers juridiques et d'autres experts-conseils indépendants comme le comité peut le juger approprié à son seul gré et d'établir la rémunération des experts-conseils qu'il engage. Le comité n'est pas tenu d'obtenir l'approbation du conseil pour retenir les services de ces consultants ou experts-conseils ou pour établir leur rémunération.

##### E. Obligation de rendre compte

Le président du comité, ou un autre membre désigné, doit rendre compte au conseil, à chaque réunion régulière, des questions qui ont été traitées par le comité depuis la dernière réunion régulière du conseil.

##### F. Autres obligations

1. Le comité doit exercer les autres fonctions qui lui sont attribuées de temps à autre par le conseil.

### 11.3 Politiques et procédures d'approbation préalable

Le comité d'audit a établi une politique exigeant l'approbation préalable de tous les services d'audit et les services non liés à l'audit fournis à la société et à ses filiales par l'auditeur externe de la société. La politique d'approbation préalable des services d'audit et des services non liés à l'audit décrit les services pouvant être confiés à l'auditeur externe, ainsi que les limites et les procédures d'autorisation s'y rapportant. Cette politique définit les services comme la tenue des livres, les évaluations, l'audit interne et les fonctions de direction qui ne peuvent être confiés à l'auditeur externe, tout en plafonnant les services admissibles non liés à l'audit à un montant qui ne saurait dépasser la rémunération totale au titre des services d'audit. Le comité d'audit doit approuver au préalable tous les services d'audit et les services non liés à l'audit.

### 11.4 Honoraires de l'auditeur externe

Les honoraires à verser par la société à Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., l'auditeur externe de la société, au cours des deux derniers exercices pour les prestations de services d'audit, de services liés à l'audit, de services fiscaux et de services non liés à l'audit s'établissaient ainsi :

<b>Fortis</b>		
<b>Honoraires versés pour services de l'auditeur externe</b>		
<b>(en milliers de dollars)</b>		
<b>Ernst &amp; Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Honoraires d'audit	<b>4 601</b>	3 190
Honoraires pour services liés à l'audit	<b>748</b>	673
Honoraires pour services fiscaux	<b>119</b>	221
Honoraires pour services non liés à l'audit	<b>48</b>	-
<b>Total</b>	<b>5 516</b>	4 084

Le fait que les honoraires pour services liés à l'audit soient plus élevés en 2014 s'explique principalement par le travail qu'a effectué Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. relativement à l'acquisition et au financement de UNS Energy, qui a eu lieu le 15 août 2014, ainsi qu'à l'audit annuel et à l'examen trimestriel de UNS Energy. Les services non liés à l'audit avaient trait à du travail effectué auprès de UNS Energy durant 2014. Les honoraires pour services non liés à l'audit avaient été

approuvés au préalable par le comité d'audit d'UNS Energy et n'ont pas d'incidence sur l'indépendance de Ernst & Young, s.r.l./s.e.n.c.r.l.

## **12.0 AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES**

---

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les actions ordinaires et les actions privilégiées de premier rang de Fortis est Société de fiducie Computershare du Canada à Halifax, à Montréal et à Toronto.

Société de fiducie Computershare du Canada,  
100 University Avenue, 8<sup>e</sup> étage  
Toronto (Ontario) M5J 2Y1  
Tél. : 514 982-7555 ou 1 866 586-7638  
Télec. : 416 263-9394 ou 1 888 453-0330  
Site Web : [www.investorcentre.com/fortisinc](http://www.investorcentre.com/fortisinc)

## **13.0 AUDITEURS**

---

L'auditeur de la société est Ernst & Young, s.r.l./s.e.n.c.r.l., comptables professionnels agréés, Fortis Place, 5 Springdale Street, bureau 800, St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) A1E 0E4. Les états financiers consolidés de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014 ont été audités par Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l. Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l. indique que ce cabinet est indépendant de la société, conformément aux règles de déontologie de l'Association of Chartered Professional Accountants of Newfoundland and Labrador.

## **14.0 RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES**

---

Se reporter au rapport de gestion et aux états financiers consolidés audités pour 2014, qui sont intégrés aux présentes par renvoi. Des renseignements supplémentaires concernant la société sont disponibles sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

Des renseignements supplémentaires, notamment des renseignements concernant la rémunération des dirigeants et les prêts qui leur sont consentis, les principaux porteurs des titres de Fortis, les options d'achat de titres et les intérêts des initiés dans des opérations importantes, le cas échéant, seront présentés dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de Fortis qui sera datée approximativement du 20 mars 2015 relativement à l'assemblée annuelle des actionnaires du 7 mai 2015.

Prière de s'adresser au secrétaire de Fortis, C. P. 8837, St. John's (T.-N.-L.) A1B 3T2 (téléphone : 709 737-2800) pour obtenir des exemplaires supplémentaires des documents mentionnés ci-dessus et de la notice annuelle de 2014. De plus, ces documents et des renseignements supplémentaires au sujet de la société sont présentés sur le site Web de la société, à l'adresse [www.fortisinc.com](http://www.fortisinc.com).