



**NOTICE ANNUELLE**

**POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2015**

**Le 17 février 2016**

**NOTICE ANNUELLE  
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2015**

**TABLE DES MATIÈRES**

1.0	STRUCTURE DE L'ENTREPRISE .....	6
1.1	Dénomination et constitution .....	7
1.2	Liens intersociétés.....	8
2.0	ÉVOLUTION GÉNÉRALE DES ACTIVITES.....	9
2.1	Historique sur les trois derniers exercices .....	9
2.2	Acquisition à venir de ITC.....	10
2.3	Perspectives .....	11
3.0	DESCRIPTION DES ACTIVITÉS .....	13
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 .....	20
3.2	Services publics réglementés de gaz au Canada .....	23
3.2.1	FortisBC Energy.....	23
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 .....	34
3.6	Activités non réglementées – Autres que de services publics .....	35
4.0	REGLEMENTATION .....	35
5.0	ENVIRONNEMENT.....	36
6.0	FACTEURS DE RISQUE .....	42
7.0	DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA STRUCTURE DU CAPITAL-ACTIONS .....	42
8.0	NOTATIONS .....	48
9.0	MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES .....	50
10.0	ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS .....	52
11.0	COMITE D'AUDIT.....	57
11.1	Formation et expérience.....	57
11.2	Mandat du comité d'audit .....	58
11.3	Politiques et procédures d'approbation préalable.....	61
11.4	Honoraires de l'auditeur externe .....	61
12.0	AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES .....	62
13.0	AUDITEURS.....	62
14.0	RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES.....	62

## DÉFINITIONS DE CERTAINS TERMES ET EXPRESSIONS

---

Certains termes et expressions utilisés dans la présente notice annuelle de 2015 sont définis ci-dessous :

- « **ACC** » s'entend de l'organisme appelé Arizona Corporation Commission;
- « **ACE** » s'entend de l'Association canadienne de l'électricité;
- « **Algoma Power** » s'entend d'Algoma Power Inc.;
- « **APS** » s'entend de l'Arizona Public Service Company;
- « **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.;
- « **CAVCE** » s'entend du contrat d'achat et de vente de capacité et d'énergie;
- « **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;
- « **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;
- « **DBRS** » s'entend de DBRS Limited;
- « **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;
- « **Entergy Nuclear Power** » s'entend de Entergy Nuclear Power Marketing, LLC;
- « **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 2015** » s'entend des états financiers consolidés audités de la société aux 31 décembre 2015 et 2014 et pour les exercices clos à ces dates et des notes afférentes à ceux-ci;
- « **Ethos Energy** » s'entend de EthosEnergy Power Plant Services, LLC;
- « **Expansion Waneta** » s'entend de la centrale hydroélectrique de 335 mégawatts adjacente à la centrale Waneta actuelle sur la rivière Pend d'Oreille, en Colombie-Britannique;
- « **FERC** » s'entend de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis;
- « **FHI** » s'entend de FortisBC Holdings Inc., société mère de FortisBC Energy;
- « **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.;
- « **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 Energy** » s'entend de FortisBC Energy Inc.;
- « **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 Holdings** » s'entend de FortisUS Holdings Nova Scotia Limited;
- « **FortisWest** » s'entend de FortisWest Inc.;
- « **Four Corners** » s'entend de la centrale Four Corners;
- « **GES** » s'entend des gaz à effet de serre;
- « **GNL** » s'entend de gaz naturel liquéfié;

- « **gouvernement du Belize** » s'entend du gouvernement du Belize;
- « **GWh** » s'entend d'un ou de plusieurs gigawattheures;
- « **Î.-P.-É.** » s'entend de l'Île-du-Prince-Édouard;
- « **ISO** » s'entend de l'Organisation internationale de normalisation;
- « **ITC** » s'entend de ITC Holdings Corp.;
- « **loi NEPA** » s'entend de la loi des États-Unis intitulée *National Environmental Policy Act*;
- « **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;
- « **NTAM** » s'entend des normes sur les toxiques atmosphériques et mercuriels;
- « **Newfoundland Hydro** » s'entend de Newfoundland and Labrador Hydro Corporation;
- « **Newfoundland Power** » s'entend de Newfoundland Power Inc.;
- « **notice annuelle de 2015** » s'entend de la présente notice annuelle de la société relative à l'exercice terminé le 31 décembre 2015;
- « **NYISO** » s'entend du New York Independent System Operator;
- « **NL PUB** » s'entend de l'organisme appelé Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities;
- « **ONE** » s'entend de l'Office national de l'énergie;
- « **OSM** » s'entend de l'organisme des États-Unis appelé Office of Surface Mining;
- « **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;
- « **PEP** » s'entend du plan d'énergie propre;
- « **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;
- « **PNM** » s'entend de l'organisme du Nouveau-Mexique appelé Public Service Company;
- « **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 2015;
- « **RCP** » s'entend du taux de rendement des capitaux propres en actions ordinaires;
- « **S&P** » s'entend de Financial Services LLC de Standard & Poor's;

« **SCFP** » s'entend du Syndicat canadien de la fonction publique;

« **SEC** » s'entend de l'organisme des États-Unis appelé Securities and Exchange Commission;

« **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 d'un système 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.;

« **Spectra Energy** » s'entend de Westcoast Energy Inc. faisant affaires sous la dénomination Spectra Energy Transmission;

« **SRP** » s'entend du Salt River Project Agricultural Improvement and Power District;

« **TAR** » s'entend de la méthodologie de tarification axée sur le rendement;

« **TEP** » s'entend de Tucson Electric Power Company;

« **TJ** » s'entend d'un ou de plusieurs térajoules;

« **TransCanada** » s'entend de TransCanada Pipelines Limited;

« **transport et distribution** » s'entend des activités de transport et de distribution;

« **UGM** » s'entend d'une usine de gaz manufacturé;

« **UNS Electric** » et « **UNSE** » 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.;

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

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

« **WEG** » s'entend de WildEarth Guardians; et

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

## 1.0 STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

---

La notice annuelle de 2015 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 2015 sont en date du 31 décembre 2015.

*Dans la notice annuelle de 2015, 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 2015, y compris le rapport de gestion de 2015 intégré aux présentes par renvoi, inclut, notamment, des énoncés sur ce qui suit : l'acquisition de ITC, le moment prévu de la clôture de l'acquisition de ITC et les conditions préalables à cette clôture, y compris l'approbation des actionnaires de ITC et celle des actionnaires de Fortis, les approbations des autorités de réglementation, les approbations gouvernementales et les autres conditions de clôture habituelles; l'attente selon laquelle Fortis empruntera des fonds pour respecter son obligation de payer la tranche au comptant du prix d'achat et émettra des titres pour régler le solde du prix d'achat; l'incidence de l'acquisition sur le bénéfice de la société, la base tarifaire de mi-exercice, les notations du crédit, la valeur d'entreprise estimative et le taux de croissance annuelle composé de celle-ci; l'attente selon laquelle l'acquisition de ITC sera avantageuse durant la première année complète suivant la clôture et selon laquelle elle appuiera la cible de croissance annuelle moyenne des dividendes de Fortis; l'attente selon laquelle la société deviendra une personne inscrite auprès de la SEC et fera inscrire ses actions ordinaires à la cote de la New York Stock Exchange dans le cadre de l'acquisition; l'attente selon laquelle Fortis recensera un ou plusieurs investisseurs minoritaires pour investir dans ITC; les bases tarifaires de mi-exercice prévues de 2016 à 2020 de la société et de ses plus grandes entreprises de services publics réglementés; 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 2016 et au total pour la période de cinq exercices allant de 2016 à 2020; la répartition des dépenses en immobilisations totales sur la période de cinq exercices allant de 2016 à 2020; 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'agrandissement de l'usine de gaz naturel liquéfié de Tilbury, le programme résidentiel solaire, le projet de mise à niveau du réseau dans les basses-terres continentales, le programme de remplacement des poteaux de FortisAlberta, le programme de remplacement des conduites de gaz de Central Hudson, le prolongement du pipeline Woodfibre, New York Transco, LLC de Central Hudson, les solutions de rechange en matière d'énergie renouvelable de UNS Energy, la ligne de transport Wataynikaneyap, le regroupement des associations d'électrification rurale et la construction d'une centrale au diesel de Caribbean Utilities; l'attente selon laquelle d'importants programmes de dépenses en immobilisations de la société soutiennent la croissance continue du bénéfice et des dividendes; l'attente selon laquelle les filiales de la société auront un accès raisonnable à un capital à long terme pour financer leurs programmes de dépenses en immobilisations de 2016, les coûts d'exploitation, les intérêts débiteurs et les paiements de dividendes; l'attente selon laquelle TEP et UNS Electric prévoient effectuer des investissements dans des projets d'énergie renouvelable en 2016 afin de répondre aux besoins futurs en énergie renouvelable; l'incidence des progrès des technologies 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 la société et ses filiales continueront de respecter les lois et règlements environnementaux existants, nouveaux ou révisés; l'attente selon laquelle l'utilisation du charbon sera considérablement réduite dans certaines centrales de UNS Energy d'ici 2022; et 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.*

*Les prévisions et projections qui sous-tendent l'information prospective sont fondées sur des hypothèses qui comprennent, sans s'y limiter : 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; des liquidités et des sources de financement suffisantes; 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 2015 et dans les documents d'information continue déposés à l'occasion auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières. Les principaux facteurs de risque pour 2016 comprennent, notamment, l'incertitude entourant la conclusion de l'acquisition de ITC, y compris, notamment, l'obtention de l'approbation des actionnaires de ITC et de celle des actionnaires de Fortis, l'obtention des approbations des autorités de réglementation et des autres approbations gouvernementales, la disponibilité de sources de financement au moment souhaité, si tant est, à des conditions rentables ou raisonnables sur la plan commercial et le respect de certaines autres conditions de clôture ou la renonciation à celles-ci; l'incertitude entourant la réalisation d'une partie ou de l'ensemble des avantages prévus de l'acquisition de ITC; l'incertitude entourant l'issue des instances de réglementation des services publics de la société, l'incertitude entourant l'effet de la persistance de faibles taux d'intérêt sur le taux de rendement autorisé de l'avoir des porteurs d'actions ordinaires des services publics réglementés de la société; l'incidence des fluctuations des taux de change et le risque lié à l'incidence d'une conjoncture économique moins favorable sur les résultats d'exploitation de la société.*

*Toute l'information prospective fournie dans la présente notice annuelle de 2015 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 1<sup>er</sup> juin 2015, 2 975 154 actions privilégiées de premier rang, série H ont été converties en actions privilégiées de premier rang, série I et 7 024 846 actions privilégiées de premier rang, série H demeuraient en circulation.

Le siège social et bureau enregistré 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.

## 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 ses actifs atteint environ 29 milliards de dollars, et ses produits pour l'exercice 2015 se sont établis à 6,7 milliards de dollars. La combinaison d'actifs de la société est d'à peu près 96 % pour les services publics réglementés (70 % pour l'électricité et 26 % pour le gaz) et la tranche restante de 4 % est constituée d'activités hydroélectriques faisant l'objet de contrats à long terme. Les services publics réglementés de la société servent plus de 3 millions de clients au Canada et aux États-Unis, ainsi que dans les Caraïbes. En 2015, les réseaux de distribution d'électricité de la société ont répondu à une demande de pointe combinée de 9 705 MW et ses réseaux de distribution de gaz ont répondu à une demande de pointe quotidienne de 1 323 TJ.

Les avoirs réglementés de la société incluent des services publics de distribution d'électricité dans cinq provinces canadiennes, deux États américains et trois pays des Caraïbes, ainsi que des services publics de gaz naturel dans la province de la Colombie-Britannique et dans les États de l'Arizona et de New York. En date du 31 décembre 2015, quelque 47 % des actifs de la société étaient situés à l'extérieur du Canada et à peu près 49 % des produits de celle-ci provenaient d'activités étrangères.

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 17 février 2016. 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 2015, ou dont le total des produits comptait individuellement pour moins de 10 % des produits consolidés de la société pour 2015. L'ensemble des principales filiales comptaient pour quelque 76 % de l'actif consolidé de la société en date du 31 décembre 2015 et pour quelque 71 % de ses produits consolidés de 2015. FortisBC Electric et Newfoundland Power regroupaient environ 7 % et 5 %, respectivement, des actifs consolidés de la société en date du 31 décembre 2015 et à peu près 5 % et 10 %, respectivement, des produits consolidés de la société en 2015.

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
FortisBC Energy <sup>3)</sup>	Colombie-Britannique, Canada	100
FortisAlberta <sup>4)</sup>	Alberta, Canada	100

<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> FHI, une société de la Colombie-Britannique, est propriétaire de toutes les actions de FortisBC Energy. Fortis est propriétaire de toutes les actions de FHI.

<sup>4)</sup> FortisAlberta Holdings Inc., 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 Inc. Fortis détient en propriété la totalité des actions de FortisWest.

## **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 quelque 92 %, passant de 15,0 milliards de dollars au 31 décembre 2012 à 28,8 milliards de dollars au 31 décembre 2015. Les capitaux propres de la société ont aussi progressé d'environ 93 %, passant de 5,4 milliards de dollars au 31 décembre 2012 à 10,4 milliards de dollars au 31 décembre 2015. Le bénéfice net attribuable aux capitaux propres en actions ordinaires est passé de 315 millions de dollars en 2012 à 728 millions de dollars en 2015.

Cette croissance des activités commerciales résulte de la stratégie de croissance fructueuse mise en œuvre par la société pour ses principaux 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 juin 2013, Fortis a acquis CH Energy Group moyennant un prix d'achat d'environ 1,5 milliard de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de 518 millions de dollars US à la clôture. CH Energy Group est une société de livraison 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 clients de l'électricité et 79 000 consommateurs de gaz naturel dans huit comtés de la région médiane de la vallée de l'Hudson dans l'État de New York. 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 663 000 clients de l'électricité et du gaz.

Le 1<sup>er</sup> avril 2015, la société a terminé la construction de l'expansion de la centrale hydroélectrique Waneta de 335 MW au coût de 900 millions de dollars en avance sur les délais prévus et dans le respect du budget, tout en maintenant un excellent dossier de sécurité et de protection environnementale. La construction de l'Expansion Waneta a commencé vers la fin de 2010. Fortis a une participation de propriété majoritaire de 51 % dans l'Expansion Waneta et exploite et entretient l'investissement non réglementé. Le 2 avril 2015, l'Expansion Waneta a commencé à produire de l'électricité, qui est toute vendue à BC Hydro et à FortisBC Electric aux termes de contrats d'une durée de 40 ans. En 2015, l'Expansion Waneta a contribué pour 22 millions de dollars au bénéfice de la société.

En juin 2015, la société a conclu la vente des actifs immobiliers commerciaux de Fortis Properties moyennant un produit brut de 430 millions de dollars à une filiale de Slate Office REIT. Dans le cadre de l'opération, Fortis a souscrit des parts de fiducie de Slate Office REIT pour une contrepartie totale d'à peu près 35 millions de dollars. En octobre 2015, la société a conclu la vente des actifs hôteliers de Fortis Properties moyennant un produit brut de 365 millions de dollars à un groupe d'investisseurs privés.

En juin et en juillet 2015, la société a conclu la vente de ses actifs de production non réglementés dans le nord-ouest de l'État de New York et en Ontario, respectivement, moyennant un produit brut d'environ 93 millions de dollars.

En août 2015, la société a annoncé qu'elle avait conclu les modalités d'un règlement avec le gouvernement du Belize concernant l'expropriation de la participation approximative de 70 % de la société dans Belize Electricity en juin 2011. Les modalités du règlement incluaient un paiement au comptant non récurrent de 35 millions de dollars US à Fortis par le gouvernement du Belize et un placement en actions d'environ 33 % dans Belize Electricity.

En décembre 2015, la société, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive indirecte, a conclu une convention définitive d'achat et de vente d'actions avec Chevron Canada Properties Ltd. pour acquérir sa quote-part de l'installation de stockage de gaz de Aitken Creek, la plus importante

installation de stockage de gaz en Colombie-Britannique, dotée d'une capacité de travail total de gaz de 77 milliards de pieds cubes, contre une somme approximative de 266 millions de dollars US. L'acquisition est assujettie à l'approbation des autorités de réglementation et sa clôture devrait avoir lieu durant la première moitié de 2016.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes effectuées par la société en 2015 se sont élevées à environ 2,2 milliards de dollars, en hausse d'à peu près 30 % par rapport à 2014. Au cours des trois derniers exercices, y compris 2015, les dépenses en immobilisations consolidées brutes ont totalisé 5,1 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 27 % et 9 % au cours des trois derniers exercices. La croissance interne des entreprises non réglementées a été soutenue par la construction de l'Expansion Waneta.

## **2.2 Acquisition à venir de ITC**

Le 9 février 2016, Fortis et ITC ont conclu une convention et un plan de fusion aux termes desquels Fortis fera l'acquisition de ITC dans le cadre d'une opération évaluée à quelque 11,3 milliards de dollars US, en fonction du cours de clôture des actions ordinaires de Fortis et du taux de change le 8 février 2016. Selon les modalités de l'opération, les actionnaires de ITC recevront une somme au comptant de 22,57 \$ US et 0,7520 action ordinaire de Fortis par action ordinaire de ITC, soit une contrepartie totale approximative de 6,9 milliards de dollars US, et Fortis prendra en charge une dette consolidée de ITC d'à peu près 4,4 milliards de dollars US.

ITC est la plus importante société indépendante de transport d'électricité non diversifiée aux États-Unis. ITC est propriétaire et exploitante d'installations de transport à haute tension au Michigan, en Iowa, au Minnesota, en Illinois, au Missouri, au Kansas et en Oklahoma, servant une charge de pointe combinée de plus de 26 000 MW le long de lignes de transport sur environ 15 600 milles. De plus, ITC est un propriétaire de services publics et de transport indépendant au Wisconsin. Les taux tarifaires de ITC sont réglementés par la FERC qui a toujours été l'une des autorités de réglementation des services publics les plus favorables en Amérique du Nord, accordant des rendements et des ratios capitaux propres/actifs raisonnables. Les tarifs sont fixés à l'aide d'un mécanisme d'établissement prospectif des tarifs et d'égalisation annuelle, qui permet le recouvrement opportun des coûts et réduit le délai réglementaire.

La clôture de l'acquisition est assujettie à l'approbation des actionnaires de ITC et à celle des actionnaires de Fortis, au respect des autres conditions de clôture habituelles et à certaines approbations réglementaires, étatiques et fédérales, y compris, notamment, celles de la FERC, du Committee on Foreign Investment des États-Unis et de la Federal Trade Commission/Department of Justice des États-Unis en vertu de la loi intitulée *Hart-Scott Rodino Antitrust Improvement Act*. La clôture de l'acquisition est censée avoir lieu vers la fin de 2016.

L'acquisition à venir est en harmonie avec le modèle d'entreprise et la stratégie d'acquisition de la société et devrait permettre une hausse de quelque 5 % du bénéfice par action ordinaire durant la première année complète suivant la clôture, à l'exclusion des charges non récurrentes associées à l'acquisition et dans l'hypothèse d'un cadre du change stable. L'acquisition représente une occasion unique pour Fortis de diversifier considérablement son entreprise quant aux territoires de réglementation, au profil de risques commerciaux et à la combinaison économique régionale. Sur une base pro forma, la base tarifaire prévisionnelle de mi-exercice de Fortis pour 2016 devrait passer d'environ 8 milliards de dollars à quelque 26 milliards de dollars par suite de l'acquisition.

Le financement de l'acquisition a été monté de manière à permettre à Fortis de maintenir des notations du crédit de première qualité et s'avère compatible avec la structure du capital existante de la société. Le financement de la tranche au comptant de l'acquisition sera réalisé surtout au moyen de l'émission de titres de créance de Fortis pour une somme approximative de 2 milliards de dollars US et la vente d'un pourcentage maximum de 19,9 % de ITC à un ou plusieurs investisseurs minoritaires axés sur les infrastructures. En outre, Fortis a obtenu des engagements au montant de 2,0 milliards de dollars US de la part de Goldman Sachs Bank USA à titre de relais au financement par emprunt à long terme et de 1,7 milliard de dollars US de la part de La Banque de Nouvelle-Écosse pour servir surtout de relais à la vente du placement minoritaire dans ITC. Ces facilités de crédit à terme

non renouvelables doivent être intégralement remboursées lors du premier anniversaire de leur avance, et même si aucune syndication n'est requise, Fortis prévoit que ces facilités de crédit-relais feront l'objet d'une syndication.

À la conclusion de l'acquisition, ITC deviendra une filiale de Fortis, et environ 27 % des actions ordinaires de Fortis seront détenues par les actionnaires de ITC. Dans le cadre de l'acquisition, Fortis deviendra une personne inscrite auprès de la SEC et demandera l'inscription de ses actions ordinaires à la cote de la New York Stock Exchange et conservera l'inscription de ses actions à la cote de la Bourse TSX.

### **2.3 Perspectives**

Fortis est déterminée à procéder à la clôture de l'acquisition de ITC d'ici la fin de 2016. L'acquisition est en harmonie avec le modèle d'entreprise et la stratégie d'acquisition de la société et devrait augmenter d'environ 5 % le bénéfice par action ordinaire durant la première année complète suivant la clôture, à l'exclusion des charges non récurrentes associées à l'acquisition et dans l'hypothèse d'un cadre stable du change. L'acquisition représente une occasion unique pour Fortis de diversifier considérablement son entreprise quant aux territoires de réglementation, au profil de risques commerciaux et à la combinaison économique régionale.

Presque tous les actifs de Fortis sont des services publics réglementés et des infrastructures énergétiques faisant l'objet de contrats à long terme qui présentent peu de risque. Aucun territoire de réglementation n'englobe plus du tiers des actifs totaux. Au cours de la période de cinq ans se terminant en 2020, à l'exclusion de l'acquisition de ITC, le programme d'immobilisations hautement exécutable devrait s'établir à quelque 9 milliards de dollars. Cet investissement dans les infrastructures énergétiques devrait augmenter la base tarifaire à près de 21 milliards de dollars en 2020 et produire un taux de croissance annuelle composé sur cinq ans de la base tarifaire d'à peu près 5 %.

Sur une base pro forma, la base tarifaire prévisionnelle de mi-exercice de Fortis pour 2016 devrait augmenter d'environ 8 milliards de dollars pour passer à quelque 26 milliards de dollars par suite de l'acquisition de ITC. Après l'acquisition, Fortis se classera parmi les 15 principales entreprises de services publics en Amérique du Nord selon la valeur d'entreprise, dont le montant estimatif s'établira à 42 milliards de dollars. De plus, la base de tarifaire de mi-exercice de ITC, y compris les travaux de construction en cours, devrait augmenter à un taux de croissance annuelle composé d'à peu près 7,5 % jusqu'en 2018, en fonction du programme de dépenses en immobilisations prévu de ITC.

Fortis continue de cibler une croissance annuelle moyenne des dividendes de 6 % jusqu'en 2020. Ces indications relatives aux dividendes tiennent compte de nombreux facteurs, y compris l'attente d'issues raisonnables des instances de réglementation touchant les services publics de la société, la signature réussie du plan de dépenses en immobilisations sur cinq ans et la confiance continue de la direction dans la solidité du portefeuille diversifié d'actifs de la société et ses antécédents d'excellence opérationnelle. L'acquisition à venir de ITC vient renforcer cette indication relative aux dividendes.

Fortis prévoit une croissance durable à long terme de sa base tarifaire, de ses actifs et de son bénéfice résultant d'acquisitions stratégiques et d'investissements dans son exploitation des services publics existants. La société est déterminée à recenser et à mettre à exécution les occasions d'accroissement de la base tarifaire et de croissance du bénéfice au moyen d'investissements additionnels dans les territoires de desserte existants et dans de nouveaux territoires de franchise.

La répartition approximative des dépenses en immobilisations devant être engagées au cours de la période de cinq exercices allant de 2016 à 2020, à l'exclusion de l'acquisition de ITC, est la suivante : 40 % de ces dépenses devraient être engagées par les services publics réglementés de gaz et d'électricité aux États-Unis; 37 % par les services publics réglementés d'électricité au Canada, en particulier par FortisAlberta; 17 % par les services publics réglementés de gaz au Canada; 5 % par les services publics d'électricité réglementés aux Caraïbes; et la tranche restante de 1 % 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 : 35 % pour répondre à la croissance de la clientèle; 50 % 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 (c'est-à-dire des dépenses en immobilisations de maintien); et 15 % pour les installations, l'équipement, les véhicules, la technologie de l'information et d'autres actifs.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2016 devraient atteindre quelque 1,9 milliard 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 et les taux de change, tous ces facteurs pouvant varier et faire en sorte que les dépenses réelles diffèrent de ces prévisions.

<b>Dépenses en immobilisations consolidées brutes prévues <sup>1)</sup></b>	
<b>Exercice se terminant le 31 décembre 2016</b>	
	<i>(en millions de dollars)</i>
UNS Energy <sup>2)</sup>	485
Central Hudson <sup>2)</sup>	228
FortisBC Energy	349
FortisAlberta	441
FortisBC Electric	79
Entreprises de services publics d'électricité dans l'Est du Canada	174
Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes <sup>2)</sup>	127
Services non réglementés – Fortis Generation	15
Activités non réglementées – autres que de services publics <sup>3)</sup>	3
<b>Total</b>	<b>1 901</b>

<sup>1)</sup> *Concerne les paiements au comptant prévus visant l'acquisition ou la construction d'immobilisations 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 = 1,38 \$ CA.*

<sup>3)</sup> *Inclut les dépenses en immobilisations prévues d'environ 3 millions de dollars à Fortis BC Alternative Energy Services Inc., qui sont comptabilisées dans le secteur siège social et autres dans les états financiers consolidés audités pour 2015 de la société.*

Les principaux projets d'investissement prévus pour 2016 incluent les suivants :

- le programme résidentiel solaire de UNS Energy, constitué de l'installation de systèmes solaires de toit pour les clients résidentiels au montant de 82 millions de dollars US, les dépenses prévisionnelles en 2016 s'établissant à 16 millions de dollars US;
- le programme de remplacement des conduites de gaz de Central Hudson, un programme de remplacement d'une durée de 15 ans destiné à éliminer et à remplacer les gazoducs pouvant présenter des fuites à l'échelle du réseau de distribution de gaz, des dépenses prévisionnelles de 21 millions de dollars US étant prévues pour 2016 et de 98 millions de dollars US entre 2017 et 2020 et la plus grande partie des dépenses devant se dérouler après 2020;
- l'agrandissement en cours des installations de stockage de GNL de Tilbury qu'effectue FortisBC Energy et qui inclut la construction d'un deuxième réservoir de GNL et d'un nouveau liquéfacteur, lesquels devraient chacun entrer en service d'ici la fin de 2016, moyennant un coût de projet total de quelque 440 millions de dollars, 326 millions de dollars de ces coûts de projet ayant été engagés jusqu'à la fin de 2015 et des dépenses prévisionnelles de 105 millions de dollars devant être engagées en 2016;
- le projet de mise à niveau du réseau dans les basses-terres continentales de FortisBC Energy, qui est en place pour régler les problèmes relatifs à la capacité du réseau et à l'état des gazoducs pour le réseau d'approvisionnement en gaz dans les basses-terres continentales de la Colombie-Britannique, qui doit être terminé en 2018 à un coût de projet estimatif de 427 millions de dollars, des dépenses en immobilisations prévisionnelles de 50 millions de dollars étant prévues en 2016;
- le remplacement des poteaux anciens dans le cadre du programme de gestion des poteaux de FortisAlberta devrait coûter 336 millions de dollars jusqu'en 2020, des dépenses prévisionnelles de 42 millions de dollars étant prévues en 2016; et

- l'achat et l'installation clés en main de deux groupes électrogènes au diesel de 18,5 MW, d'une turbine à vapeur récupératrice de chaleur de 2,7 MW et de l'équipement auxiliaire y étant associé de Caribbean Utilities. Le coût du projet est évalué à 85 millions de dollars US, une somme approximative de 48 millions de dollars US ayant été engagée en 2015 et un montant prévisionnel de 25 millions de dollars US devant être engagé en 2016. La centrale devrait être mise en service au milieu de 2016.

FortisBC Energy donne également suite à des occasions d'investissements supplémentaires dans le secteur du GNL, notamment un prolongement de pipeline de 600 millions de dollars pour les installations proposées de GNL de Woodfibre, en Colombie-Britannique, et une expansion additionnelle de l'emplacement de Tilbury qui inclurait une liquéfaction supplémentaire, ces occasions de placement n'étant pas incluses dans les dépenses en immobilisations actuellement prévues qui figurent dans le tableau ci-dessus.

D'autres projets potentiels qui n'ont pas encore été inclus dans les prévisions des dépenses en immobilisations de la société incluent, notamment, New York Transco, LLC de Central Hudson pour régler les contraintes relatives au transport à New York, les solutions de rechange en matière d'énergie renouvelable de UNS Energy, la ligne de transport Wataynikaneyap destinée à raccorder les localités éloignées des Premières Nations de FortisOntario; d'autres occasions relatives aux infrastructures de gaz de FortisBC Energy et le regroupement des associations d'électrification rurale de FortisAlberta.

Les filiales de la société prévoient avoir accès selon des modalités raisonnables à du capital à long terme en 2016 pour financer leurs programmes de dépenses en immobilisations.

La base tarifaire réelle de mi-exercice pour 2015 et la base tarifaire prévisionnelle de mi-exercice pour 2016 à l'égard de l'information sectorielle des services publics de la société, ainsi que de l'Expansion Waneta, sont indiquées dans le tableau suivant.

<b>Base tarifaire de mi-exercice</b> <i>(en milliards de dollars)</i>		
	<b>Réelle pour 2015</b>	<b>Prévisionnelle pour 2016</b>
UNS Energy <sup>1)</sup>	4,1	4,8
Central Hudson <sup>1)</sup>	1,4	1,6
FortisBC Energy	3,7	3,7
FortisAlberta	2,7	3,0
FortisBC Electric	1,3	1,3
Entreprises de services publics d'électricité dans l'Est du Canada	1,6	1,7
Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes <sup>1)</sup>	0,8	0,9
Expansion Waneta	0,8	0,8
<b>Total</b>	<b>16,4</b>	<b>17,8</b>

<sup>1)</sup> La base tarifaire réelle de mi-exercice pour 2015 est fondée sur le taux de change moyen réel de 1,00 \$ US = 1,28 \$ CA et la base tarifaire prévisionnelle de mi-exercice pour 2016 est fondée sur un taux de change de 1,00 \$ US = 1,38 \$ CA.

### **3.0 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS**

Fortis est principalement une société de portefeuille 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, ce qui constitue un secteur d'activité distinct. 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 663 000 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, la plus importante filiale en exploitation de UNS Energy, est une entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement. TEP sert environ 417 000 clients de détail 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. TEP vend également de l'électricité en gros à d'autres entités dans l'ouest des États-Unis.

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 94 000 clients de détail 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 de ressources de production d'une capacité globale de 2 799 MW, dont 54 MW de capacité solaire. Plusieurs des actifs de production dans lesquels TEP et UNS Electric ont une participation sont détenus en propriété conjointe. 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 de la demande de pointe future. En date du 31 décembre 2015, la capacité de production était alimentée au charbon dans une proportion approximative de 43 %.

UNS Gas est une entreprise réglementée de services publics de distribution de gaz qui sert environ 152 000 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***

Les ventes d'électricité de UNS Energy ont totalisé 15 366 GWh en 2015, contre 14 560 GWh pour l'année complète en 2014. Les bénéfices des services publics d'électricité de UNS Energy sont habituellement les plus élevés durant les deuxième et troisième trimestres en raison de l'utilisation de la climatisation et d'autres équipements de refroidissement. Les volumes de gaz ont atteint 13 PJ pour 2015, ce qui est comparable à l'année complète en 2014. Les produits se sont établis à 1 588 millions de dollars US pour 2015, en regard de 1 560 millions de dollars US pour l'année complète en 2014.

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 2015 et en 2014.

UNS Energy <sup>1)</sup>						
Produits et ventes d'électricité et de gaz selon les catégories de clients						
	Produits (%)		Ventes en GWh (%)		Volumes en PJ (%)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Résidentiels	37,3	36,2	29,8	31,2	55,1	53,8
Commerciaux	22,5	22,5	17,7	19,1	23,7	24,1
Industriels	17,0	16,9	21,8	23,9	2,0	2,1
Autres <sup>2)</sup>	23,2	24,4	30,7	25,8	19,2	20,0
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

<sup>1)</sup> L'information présentée pour 2014 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 données comparatives des 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 d'électricité de 2 501 MW dont elle est propriétaire et de son réseau de transport et de distribution dont les lignes s'étendent sur quelque 15 654 kilomètres. En 2015, TEP a répondu à une demande de pointe de 2 860 MW, ce qui inclut les ventes fermes aux clients de gros. 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 31 décembre 2015, TEP était propriétaire d'une capacité de production de 2 501 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 totale (MW)	Exploitant	Part de TEP (%)	Part de TEP (MW)
Centrale Springerville	1	Springerville, AZ	1985	Charbon	387	TEP	49,5	192
Centrale Springerville	2	Springerville, AZ	1990	Charbon	406	TEP	100,0	406
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 <sup>1)</sup>	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	Gaz	156	TEP	100,0	156
Turbines à combustion interne Sundt		Tucson, AZ	1972-1973	Gaz/pétrole	50	TEP	100,0	50
DeMoss Petrie		Tucson, AZ	2001	Gaz	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	13	TEP	100,0	13
Projet Ft. Huachuca		Ft. Huachuca, AZ	2014	Solaire	17	TEP	100,0	17
<b>Capacité totale <sup>3)</sup></b>								<b>2 501</b>

<sup>1)</sup> En décembre 2014, TEP et UNS Electric ont conclu ensemble l'acquisition de l'unité 3 de la centrale Gila River, une unité à cycle combiné alimentée au gaz de 550 MW, au coût de 219 millions de dollars US. TEP et UNS Electric s'en remettent chacune à un portefeuille de CAE à long, à moyen et à court terme pour répondre aux exigences de la charge des clients.

- 2) En août 2015, TEP a épuisé son approvisionnement en charbon existant à la centrale Sundt et a exploité cette centrale avec du gaz naturel comme principale source de combustible. TEP s'attend à mettre la station Sundt hors service plus tôt que prévu et a demandé d'appliquer les réserves d'amortissement excédentaires en réduction de la valeur comptable nette non recouvrée dans son dossier tarifaire pour 2015.
- 3) À l'exclusion de ressources de production supplémentaires de 913 MW, qui représentent certains achats de capacité et 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 ont fourni à peu près 73 % de sa capacité de pointe de 407 MW requise pour 2015.

La capacité de production de UNS Electric en date du 31 décembre 2015 est présentée dans le tableau suivant :

Source de production	N° d'unité	Emplacement	Date de mise en service	Type de ressources	Capacité totale (MW)	Exploitant	Part de UNSE (%)	Part de UNSE (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	100,0	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>

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 46 MW dont elle est propriétaire et de CAE visant une capacité de production provenant de ressources solaires (175 MW), de ressources éoliennes (80 MW) et d'une centrale alimentée au 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 (10 MW). TEP et UNS Electric prévoient engager des dépenses de 64 millions de dollars US à l'égard de projets d'énergie renouvelable en 2016 pour répondre aux besoins futurs en énergie renouvelable qui seront recouvrées au moyen des tarifs.

### **Achats de gaz**

UNS Gas gère directement ses contrats d'approvisionnement en gaz et de transport. Le prix du gaz varie selon la conjoncture du marché, qui inclut les conditions météorologiques, l'équilibrage de l'approvisionnement, les taux de croissance économique 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, des tunnels de taux et des swaps financiers à divers moments, jusqu'à trois ans d'avance, dans le but de couvrir au moins 70 % 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**

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

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 existante 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 de janvier 2015, au prix qu'indiquent les tiers propriétaires. En février 2015, la FERC a émis une ordonnance refusant la plainte des tiers propriétaires. En mars 2015, les tiers propriétaires ont produit une requête demandant une nouvelle audience relative à la position adoptée par la FERC, ce que la FERC a refusé en octobre 2015. En décembre 2015, les tiers propriétaires ont porté en appel l'ordonnance de la FERC, refusant leur plainte auprès de la Court of Appeals for the Ninth Circuit des États-Unis. En décembre 2015, TEP a produit une requête non contestée pour intervenir dans l'appel logé auprès de la Court of Appeals for the Ninth Circuit.

En décembre 2014, les tiers propriétaires ont produit une plainte contre TEP devant la cour suprême de l'État de New York, dans le comté de New York. Pour répondre aux requêtes produites par TEP destinées à rejeter divers éléments et à forcer l'arbitrage de certaines des questions alléguées et de la décision subséquente de la cour sur les requêtes, les tiers propriétaires ont modifié la plainte à trois reprises, abandonnant certaines des allégations et en soulevant d'autres dans le cadre de la poursuite à New York et de l'instance d'arbitrage décrite ci-dessous. Telle qu'elle a été modifiée, la poursuite à New York allègue, notamment, que TEP 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 et que TEP a enfreint les documents relatifs à l'opération de bail en refusant de payer certaines dépenses réclamées des tiers propriétaires. La troisième plainte modifiée demande des dommages-intérêts liquidés de 71 millions de dollars US et des dommages directs et consécutifs selon un montant devant être établi au procès. Les tiers propriétaires ont également consenti à suspendre leur réclamation selon laquelle TEP n'avait pas accepté de transporter l'électricité et l'énergie requises dans l'attente de l'issue de l'instance de la FERC. En novembre 2015, les tiers propriétaires ont produit une requête en jugement sommaire sur leur réclamation selon laquelle TEP avait omis de payer certaines des dépenses réclamées des tiers propriétaires.

En décembre 2014 et en janvier 2015, Wilmington Trust Company, en tant que propriétaire fiduciaire et bailleur aux termes des contrats de location des tiers propriétaires, a envoyé des avis à TEP dans lesquels elle allègue que TEP est en défaut à l'égard des contrats de location des tiers propriétaires. Les avis exigeaient que TEP paie des dommages-intérêts liquidés totalisant environ 71 millions de dollars US. Dans des lettres adressées aux propriétaires fiduciaires, TEP a nié les allégations figurant dans les avis.

En avril 2015, TEP a déposé une demande d'arbitrage auprès de l'American Arbitration Association demandant une sentence arbitrale concernant la quote-part des dépenses et des dépenses en immobilisations non remboursées des propriétaires fiduciaires et des co-fiduciaires relativement à l'unité 1 de Springerville. En juin 2015, les tiers propriétaires ont déposé une demande d'arbitrage distincte auprès de l'American Arbitration Association alléguant, notamment, que TEP avait omis d'exploiter et d'entretenir convenablement l'unité 1 de Springerville et d'effectuer des dépenses en immobilisations appropriées dans celle-ci depuis que les contrats de location avaient pris fin. La demande d'arbitrage des tiers propriétaires vise à obtenir des jugements déclaratoires, des dommages-intérêts selon un montant devant être établi par un panel d'arbitrage, ainsi que les frais et dépenses des tiers propriétaires. TEP et les tiers propriétaires ont depuis consenti à regrouper leurs demandes d'arbitrage en une seule instance. En août 2015, les tiers propriétaires ont déposé une demande d'arbitrage modifiée ajoutant des prétentions selon lesquelles TEP avait converti les droits d'utilisation de l'eau et certains paiements de réduction d'émissions des tiers propriétaires et que TEP procédait indûment à la répartition de l'électricité et de la capacité non programmées de l'unité 1 de Springerville appartenant aux tiers propriétaires.

En octobre 2015, le panel d'arbitrage a accueilli la requête de TEP pour l'obtention de mesures provisoires, ordonnant aux tiers fiduciaires et aux co-fiduciaires de payer à TEP leur quote-part des charges et des dépenses en immobilisations non remboursées pour l'unité 1 de Springerville pendant la durée de l'arbitrage. Le panel d'arbitrage a aussi rejeté la requête des tiers propriétaires pour l'obtention de mesures provisoires, qui demandait que TEP soit empêchée de répartir l'électricité et la capacité non programmées de l'unité 1 de Springerville appartenant aux tiers propriétaires. TEP procède depuis juin 2015 à la programmation de la quote-part de l'électricité provenant de l'unité 1 de Springerville revenant aux tiers propriétaires, tel que l'autorise la convention de soutien des installations de l'unité 1 de Springerville. L'arbitrage doit être entendu en juillet 2016.

En novembre 2015, TEP a produit une requête pour confirmer l'ordonnance d'arbitrage provisoire devant la cour suprême de l'État de New York, nommant le fiduciaire propriétaire et le co-fiduciaire en tant qu'intimés. La requête vise l'obtention d'une ordonnance du tribunal confirmant l'ordonnance d'arbitrage provisoire en vertu de la loi intitulée *Federal Arbitration Act*. En décembre 2015, les fiduciaires propriétaires ont produit une réponse à la requête et une requête incidente visant à faire révoquer l'ordonnance d'arbitrage provisoire.

En date du 31 décembre 2015, TEP a facturé aux tiers propriétaires environ 23 millions de dollars US pour leur quote-part proportionnelle des dépenses de l'unité 1 de Springerville et 4 millions de dollars US pour leur quote-part proportionnelle des dépenses en immobilisations, dont aucun montant n'avait été réglé en date du 17 février 2016.

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 générales et non particulières de ces instances, TEP ne peut estimer pour le moment une fourchette de montants de perte, le cas échéant, et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés audités pour 2015. TEP entend opposer une défense énergique à l'égard des réclamations qu'ont présentées les tiers propriétaires et de donner vigoureusement suite aux réclamations qu'elle a fait valoir contre les tiers propriétaires.

TEP et les tiers propriétaires ont convenu de suspendre ces questions litigieuses concernant l'unité 1 de Springerville en vue des négociations relatives à un règlement. Toutefois, il n'y a aucune assurance qu'un règlement sera conclu ou que le litige ne se poursuivra pas.

#### *Prolongation du contrat de location de la centrale Navajo*

La centrale Navajo est située sur un emplacement pris à bail auprès de la nation Navajo pour une durée de location initiale allant jusqu'en 2019. La nation Navajo a signé une modification au contrat de location en 2013 qui prolongerait celui-ci de 2019 à 2044. Les participants à la centrale Navajo, y compris TEP, n'ont pas signé la modification au contrat de location puisque certains participants ont exprimé un intérêt à cesser leur participation à cette centrale. Les négociations entre les participants se poursuivent, et toutes les parties s'entendront vraisemblablement sur les modalités. Pour devenir valide, la modification au contrat de location doit porter la signature de tous les participants, être approuvée par le département de l'intérieur des États-Unis et faire l'objet d'examen environnementaux. Lorsque la modification au contrat de location prendra effet, les participants seront responsables des coûts de location additionnels à compter de la date à laquelle la nation Navajo a signé la modification au contrat de location. TEP est propriétaire de 7,5 % de la centrale Navajo. En 2015, TEP a comptabilisé des charges locatives estimatives supplémentaires de quelque 1 million de dollars US en tenant pour acquis que la modification au contrat de location prendra effet. En date du 31 décembre 2015, un passif total de 3 millions de dollars US (2 millions de dollars US au 31 décembre 2014) a été constaté.

### **Éventualités environnementales**

#### *Centrale San Juan*

En août 2013, le Bureau of Land Management des États-Unis a proposé des règlements qui, notamment, redéfinissent l'expression « mine souterraine » afin d'exclure les activités d'abattage sur paroi haute et d'imposer des redevances d'exploitation de mine de charbon à ciel ouvert plus élevées relativement à l'abattage sur paroi haute. SJCC a utilisé des techniques d'abattage sur paroi haute à ses mines à ciel ouvert avant de commencer l'exploitation de mines souterraines en janvier 2003. Si les règlements proposés entrent en vigueur, SJCC pourrait devoir payer des redevances additionnelles sur le charbon livré à San Juan entre août 2000 et janvier 2003 qui totaliseraient environ 5 millions de dollars US, la quote-part de TEP s'élevant à quelque 1 million de dollars US. TEP détient en propriété une participation de 50 % dans les unités 1 et 2 de San Juan, ce qui représente environ 20 % de la capacité de production totale à San Juan, et est responsable de sa quote-part de tout règlement. TEP ne peut prévoir l'issue finale des règlements proposés par le Bureau of Land Management.

En février 2013, WEG a produit une requête en révision auprès de la District Court of Colorado des États-Unis contre l'OSM contestant les décisions fédérales administratives touchant sept mines différentes dans quatre États, prononcées à divers moments entre 2007 et 2012. Dans sa requête, WEG conteste plusieurs approbations de modifications aux plans miniers non reliées, dont chacune a été distinctement approuvée par l'OSM. Des quinze demandes de mesures de redressement dans la requête de WEG, deux portent sur la mine de SJCC à San Juan. Les allégations de WEG concernant la

mine San Juan découlent des mesures administratives de l'OSM en 2008. WEG allègue diverses violations de la loi NEPA contre l'OSM, y compris, notamment, le prétendu manquement de l'OSM à prévoir la participation et l'avis publics requis, son prétendu manquement d'analyser certains impacts environnementaux et la confiance qu'elle a prétendument accordée à des documents périmés et insuffisants. La requête de WEG tente d'obtenir diverses formes de redressement, y compris une conclusion selon laquelle les défenseurs fédéraux ont enfreint la loi NEPA en approuvant les plans de mine, l'annulation, le renversement et le renvoi des diverses approbations des modifications aux plans de mine, l'interdiction aux défenseurs fédéraux d'émettre de nouveau des approbations des plans de mine pour les mines jusqu'à la démonstration du respect de la loi NEPA et l'interdiction des activités aux sept mines. SJCC est intervenue dans cette affaire. SJCC s'est vu accorder sa requête lui permettant de dissocier ses réclamations de la poursuite judiciaire et de transférer le lieu de la poursuite au District Court for the District of New Mexico des États-Unis, où l'affaire se poursuit maintenant. Les parties ont demandé à la cour de suspendre cette affaire jusqu'en avril 2016 en vue des négociations relatives au règlement. Si WEG obtient en dernier lieu le redressement qu'elle a demandé, cette décision pourrait nécessiter des dépenses élevées pour la modification de la configuration de l'exploitation de la mine San Juan, avoir des incidences sur la production de charbon et entraîner des répercussions sur la viabilité économique de la mine San Juan et de San Juan. TEP ne peut actuellement prévoir l'issue de cette affaire, ni l'éventail de ses incidences potentielles.

#### *Centrale Four Corners*

En octobre 2011, EarthJustice, pour le compte de plusieurs organismes environnementaux, a produit une poursuite judiciaire auprès de la District Court for the District of New Mexico des États-Unis contre l'APS et les autres participants de la centrale Four Corners alléguant des violations des dispositions relatives à la prévention d'une détérioration marquée de la loi intitulée *Clean Air Act* à la centrale Four Corners. En janvier 2012 EarthJustice a modifié sa plainte alléguant des violations des normes appelées New Source Performance Standards résultant de remplacements d'équipement à la centrale Four Corners. Les demanderesse demandaient notamment à la cour de prononcer une ordonnance de cessation des activités à la centrale Four Corners jusqu'à la délivrance des permis requis en matière de prévention d'une détérioration marquée, ainsi qu'une ordonnance de paiement des amendes administratives, y compris un projet d'atténuation bénéfique. En avril 2012, l'APS a produit auprès de la cour des requêtes en rejet de toutes les réclamations que EarthJustice faisait valoir dans la plainte modifiée.

TEP est propriétaire de 7 % des unités 4 et 5 de la centrale Four Corners et est responsable de sa quote-part des dettes qui en résultent. En juin 2015, l'APS, l'exploitante de la centrale Four Corners, a annoncé un règlement avec l'EPA concernant des questions environnementales en suspens associées aux dispositions relatives à l'examen des nouvelles sources (New Source Review) en vertu de la loi intitulée *Clean Air Act*. Le règlement exige des mises à niveau environnementales, y compris les mises à niveau de réduction catalytique sélective déjà prévues en vertu de la réglementation sur le brouillard régional, des projets d'atténuation environnementale et des amendes administratives. Un jugement sur consentement reflétant les modalités du règlement a été homologué par le tribunal en août 2015, mettant effectivement un terme à cette affaire. La quote-part du capital additionnel de TEP, à l'exclusion des mises à niveau de réduction catalytique sélective, atteint quelque 2 millions de dollars US sur la période de trois ans nécessaire à la construction des mises à niveau. La quote-part de TEP dans les charges d'exploitation et d'entretien annuelles s'établit à environ 1 million de dollars US. De plus, TEP a comptabilisé une somme inférieure à 1 million de dollars US pour sa quote-part des frais non récurrents relatifs aux projets d'atténuation environnementale et des amendes administratives.

En mai 2013, le département d'imposition et du revenu du Nouveau-Mexique a remis un avis de cotisation pour la taxe de séparation du charbon, des pénalités et des intérêts totalisant 30 millions de dollars US aux fournisseurs de charbon à Four Corners. La quote-part de TEP relative à la cotisation atteint 1 million de dollars US d'après son pourcentage de propriété. En décembre 2013, le fournisseur de charbon et l'agent d'exploitation de la centrale Four Corners ont produit une réclamation contestant la validité de la cotisation pour le compte des participants de la centrale Four Corners, qui seront responsables de leur quote-part des dettes résultantes. En juin 2015, la District Court des États-Unis donnait raison aux participants de la centrale Four Corners. Le département d'imposition et du revenu du Nouveau-Mexique a porté la décision en appel en août 2015. TEP ne peut prévoir l'issue finale ou le moment du règlement de ces réclamations.

### *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 43 millions de dollars US à l'échéance des contrats d'approvisionnement en charbon, ceux-ci expirant entre 2019 et 2031. Le passif au titre de la remise en état de la mine comptabilisé en date du 31 décembre 2015 s'élevait à 25 millions de dollars US (22 millions de dollars US en date du 31 décembre 2014) et représente la valeur actuelle du passif estimatif futur.

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'inflation prévu. 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. 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 2015, i) TEP employait environ 1 478 personnes, dont 688 sont représentées par la FIOE aux termes d'une convention collective expirant en janvier 2019; ii) UNS Electric employait quelque 145 personnes, dont 111 sont représentées par la FIOE aux termes de conventions collectives expirant en juin 2016 et en février 2017; et iii) UNS Gas employait à peu près 184 personnes, dont 111 sont représentées par la FIOE aux termes de conventions collectives expirant en février 2017 et en juin 2018. UniSource Energy Services Inc., une autre filiale en propriété exclusive de UNS Energy, employait approximativement 208 personnes, dont 199 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 79 000 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 1 059 MW en 2015.

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 2015, le réseau de gaz naturel de Central Hudson a répondu à une demande de pointe de 140 TJ.

### **Marché et ventes**

Les ventes d'électricité de Central Hudson ont été de 5 132 GWh pour 2015, comparativement à 5 075 GWh pour 2014. Les volumes des ventes de gaz naturel pour 2015 ont été de 24 PJ, en

comparaison de 23 PJ pour 2014. Les produits pour 2015 ont été de 691 millions de dollars US, comparativement à 743 millions de dollars US en 2014.

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 2015 et en 2014.

<b>Central Hudson</b>				
<b>Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients</b>				
	Produits (%)		Ventes en GWh (%)	
	2015	2014	2015	2014
Résidentiels	<b>61,0</b>	60,9	<b>40,6</b>	40,3
Commerciaux	<b>26,4</b>	28,0	<b>38,0</b>	37,8
Industriels	<b>4,0</b>	4,1	<b>19,7</b>	20,1
Autres	<b>7,9</b>	6,2	<b>0,7</b>	0,7
Ventes pour la revente	<b>0,7</b>	0,8	<b>1,0</b>	1,1
Total	<b>100,0</b>	100,0	<b>100,0</b>	100,0

<b>Central Hudson</b>				
<b>Produits et ventes de gaz selon les catégories de clients</b>				
	Produits (%)		Ventes en PJ (%)	
	2015	2014	2015	2014
Résidentiels	<b>52,9</b>	53,5	<b>26,1</b>	27,1
Commerciaux	<b>26,5</b>	29,0	<b>33,1</b>	33,9
Industriels	<b>8,3</b>	4,8	<b>20,2</b>	17,2
Autres	<b>3,1</b>	1,1	<b>7,7</b>	7,8
Ventes pour la revente	<b>9,2</b>	11,6	<b>12,9</b>	14,0
Total	<b>100,0</b>	100,0	<b>100,0</b>	100,0

### ***Approvisionnement en électricité***

Central Hudson s'en remet à des achats de capacité et d'électricité auprès de tiers fournisseurs, ainsi qu'à sa propre capacité de production minime, 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. Central Hudson, le personnel de la New York State Public Service Commission et d'autres intervenants ont conclu une convention de règlement en 1998 à l'égard de la mise aux enchères des centrales à combustible fossile appartenant à Central Hudson. Aux termes de la 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. Dans le cadre de son obligation d'approvisionner les clients qui continuent à dépendre de Central Hudson pour leur approvisionnement en énergie, Central Hudson a conclu avec Constellation Energy Group, Inc., en 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 2015, Central Hudson a conclu des contrats d'achat d'électricité sur une base conditionnelle par unité à des prix préétablis applicables en périodes de pointe de juin 2015 jusqu'en août 2016, qui remplacent les contrats ayant expiré en mars 2015.

En juin 2014, Central Hudson a conclu un CAE pour acheter une capacité à la centrale Danskammer d'octobre 2014 à août 2018, des engagements d'achat de quelque 76 millions de dollars US demeurant en cours en date du 31 décembre 2015.

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 2015 s'établissait à quelque 14 millions de dollars US.

Le coût des achats d'électricité et de gaz naturel est recouvré 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 relativement à 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. CH Energy Group a remis une garantie de la société mère pour assurer le paiement de son engagement maximum. En date du 31 décembre 2015, aucune obligation de paiement n'était prévue aux termes de cette garantie.

### ***Litiges***

#### *Litige relatif à l'amiante*

Diverses poursuites liées à l'amiante ont été intentées contre Central Hudson, tant avant qu'après son acquisition par Fortis. Bien qu'un total de 3 350 poursuites liées à l'amiante aient été intentées, 1 167 étaient pendantes au 31 décembre 2015. Parmi les poursuites intentées contre Central Hudson qui ne sont plus pendantes, 2 027 ont été rejetées ou abandonnées sans paiement de la part de Central Hudson, et celle-ci 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/ou 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 2015.

### ***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 génère certains sous-produits qui pouvaient comporter des risques pour la santé humaine et l'environnement.

Le New York State Department of Environmental Conservation, 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 autre, le New York State Department of Environmental Conservation 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 2015, une obligation de 92 millions de dollars US (105 millions de dollars US au 31 décembre 2014) 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 2014, 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 New York State Public

Service Commission, 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 2015, Central Hudson employait environ 966 personnes, dont 566 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 FortisBC Energy**

FortisBC Energy est le plus important distributeur de gaz naturel en Colombie-Britannique, servant environ 982 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels et clients du transport dans plus de 135 localités. Les principales zones desservies par FortisBC Energy incluent les régions des basses-terres continentales, de l'île de Vancouver et de Whistler de la Colombie-Britannique.

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

FortisBC Energy est propriétaire et exploitante de pipelines de gaz naturel sur quelque 48 000 kilomètres et a répondu à une demande quotidienne de pointe de 1 074 TJ en 2015.

### **Marché et ventes**

Les volumes de ventes de gaz naturel par FortisBC Energy se sont établis à 186 PJ en 2015, par rapport à 195 PJ en 2014. Les produits sont passés de 1 435 millions de dollars en 2014 à 1 295 millions de dollars en 2015.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des volumes de gaz naturel selon les catégories de clients de FortisBC Energy pour 2015 et 2014.

<b>FortisBC Energy</b>				
<b>Produits et volumes de gaz selon les catégories de clients</b>				
	<b>Produits (%)</b>		<b>Volumes en PJ (%)</b>	
	<b>2015</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Résidentiels	<b>56,8</b>	56,2	<b>36,0</b>	36,9
Commerciaux	<b>29,1</b>	30,2	<b>23,1</b>	23,1
Industriels	<b>1,7</b>	2,7	<b>1,6</b>	2,1
Transport	<b>7,8</b>	6,8	<b>33,9</b>	31,8
Autres <sup>1)</sup>	<b>4,6</b>	4,1	<b>5,4</b>	6,1
<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 ses clients, FortisBC Energy achète son 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. FortisBC Energy conclut des contrats visant environ 136 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 Transmission-South Westcoast de Spectra Energy. Le reste provient de l'Alberta et est transporté sur le réseau de transport par pipeline de TransCanada.

FortisBC Energy obtient et livre du gaz naturel directement aux clients des principaux marchés. Les clients qui ne font appel qu'aux services de transport se chargent d'obtenir leur propre approvisionnement en gaz naturel et de le livrer au réseau de FortisBC Energy, qui le livre ensuite aux installations d'exploitation de ces clients. FortisBC Energy conclut des contrats pour l'achat de capacité de transport sur des pipelines de tiers, comme Spectra et TransCanada 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 de FortisBC Energy. FortisBC Energy paie des frais fixes et des frais variables pour l'utilisation de la capacité de transport de ces pipelines, lesquels sont recouverts auprès des clients des marchés clés de FortisBC Energy au moyen des tarifs. FortisBC Energy conclut des contrats visant une capacité de transport ferme pour s'assurer qu'elle est en mesure de s'acquitter de son obligation d'approvisionner les clients dans son vaste territoire d'exploitation dans tous les scénarios raisonnables de demande.

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

FortisBC Energy fait appel à des installations d'écrêtement des pointes et de stockage de gaz dans son 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.

FortisBC Energy possède une capacité de stockage totalisant environ 35,3 PJ. Les installations de stockage de GNL en réseau de Tilbury et de Mount Hayes dont FortisBC Energy est propriétaire et qu'elle utilise aux fins de l'écrêtement fournissent une capacité de stockage en réseau et une capacité de livraison. FortisBC Energy obtient également une capacité de stockage souterraine et une capacité de livraison aux termes de contrats conclus avec des tiers dans le nord-est de la Colombie-Britannique, en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique aux États-Unis. Globalement, les installations de Tilbury et de Mount Hayes de FortisBC Energy, 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 à FortisBC Energy durant les jours les plus froids de la saison de chauffage, qui s'étale généralement de décembre à février.

### ***Ventes hors réseau***

FortisBC Energy conclut des ventes hors réseau qui lui 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, FortisBC Energy peut toucher un paiement incitatif à l'égard de ses activités de rationalisation. Dans le passé, FortisBC Energy a touché environ 1,0 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 2015, FortisBC Energy a gagné un versement incitatif d'environ 2,0 millions 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***

FortisBC Energy exerce des activités de gestion du risque lié aux prix pour atténuer l'incidence des fluctuations des prix du gaz naturel sur les tarifs demandés aux clients. Ces activités incluent des

stratégies matérielles d'achat et de stockage de gaz, ainsi que le mécanisme d'établissement des tarifs et de comptes de report trimestriel actuel de FortisBC Energy. Avant 2010, FEI incluait également le recours à des instruments dérivés instaurés en conformité avec un plan de gestion annuel du risque lié aux prix examiné et approuvé par la BCUC. 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. 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.

En 2015, FortisBC Energy a mené une série d'ateliers avec des intervenants pour leur fournir un contexte et les renseigner, ainsi que pour obtenir une rétroaction sur ses activités actuelles de gestion du risque lié aux prix et des stratégies et des options possibles qu'elle pourrait mettre en œuvre à l'avenir. Par la suite, FortisBC Energy a déposé auprès de la BCUC, le 23 décembre 2015, la demande de gestion du risque lié aux prix pour 2015 qui incluait la demande de FortisBC Energy d'instaurer un programme de couverture à moyen terme et des améliorations à l'établissement des tarifs des marchandises. FortisBC Energy attend actuellement la décision de la BCUC sur le processus d'examen relatif à cette demande.

### ***Dégroupement***

Le programme de choix offert aux clients de FortisBC Energy permet aux clients commerciaux et résidentiels admissibles de choisir d'acheter leur approvisionnement en gaz naturel auprès de FortisBC Energy ou directement auprès de tiers négociants. FortisBC Energy continue d'assurer le service de livraison du gaz naturel à l'ensemble de ses 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'exercice terminé le 31 décembre 2015, environ 4 % des clients commerciaux admissibles et 3 % des clients résidentiels admissibles participaient au programme en achetant leur approvisionnement auprès d'autres fournisseurs.

### ***Litiges***

En avril 2013, FHI, la société mère de FortisBC Energy, 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 son utilisation et à sa jouissance des terres de la réserve. 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.

### ***Ressources humaines***

Au 31 décembre 2015, FortisBC Energy employait environ 1 620 personnes en équivalent temps plein. 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 le 1<sup>er</sup> avril 2015 et arrive à échéance le 31 mars 2019. Deux conventions collectives conclues entre le SEPB et FortisBC Energy expirent le 31 mars 2017 et le 31 mars 2018, 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 121 000 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 539 000 clients, ce qui comprend les consommateurs résidentiels, commerciaux, agricoles, pétroliers et gaziers et industriels, et ce réseau a répondu à une demande de pointe de 2 733 MW en 2015.

### **Marchés et ventes**

Les livraisons annuelles d'électricité de FortisAlberta ont régressé, passant de 17 372 GWh en 2014 à 17 132 GWh en 2015. Les produits ont atteint 563 millions de dollars en 2015, en regard de 518 millions de dollars en 2014.

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 2015 et 2014.

<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>2015</b>	2014	<b>2015</b>	2014
Résidentiels	<b>29,4</b>	30,5	<b>17,5</b>	17,1
Commerces, industries et champ pétrolier de grande envergure	<b>21,9</b>	21,5	<b>60,7</b>	61,3
Installations agricoles	<b>13,5</b>	11,8	<b>7,9</b>	7,5
Petits commerces	<b>12,0</b>	10,8	<b>8,0</b>	8,0
Petit champ pétrolier	<b>9,6</b>	8,1	<b>5,5</b>	5,7
Autres <sup>2)</sup>	<b>13,6</b>	17,3	<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 excluent les livraisons de FortisAlberta en GWh aux clients reliés au réseau de transport. Ces livraisons étaient de 6 663 GWh en 2015 et de 7 076 GWh en 2014, en fonction d'un règlement provisoire qui devrait devenir définitif en mai 2016, 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. 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 convenu par 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* (Alberta) 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 156 municipalités au sein de son territoire de desserte. La 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 plus de 90 % des municipalités de son territoire de desserte à la nouvelle convention de concession. Les durées actuelles de 10 ans n'expireront pas avant au moins 2023.

### **Ressources humaines**

Au 31 décembre 2015, FortisAlberta avait à peu près 1 162 travailleurs en équivalent temps plein. Environ 80 % des employés de FortisAlberta sont membres de la UUWA et sont représentés par une convention collective expirant le 31 décembre 2017.

### **3.3.2 FortisBC Electric**

FortisBC Electric est une société de services publics 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 168 000 clients, dont quelque 132 000 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 2015, FortisBC Electric a répondu à une demande de pointe de 624 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 Ltd. et à BC Hydro, de l'Expansion Waneta de 335 MW appartenant à Fortis et à CPC/CBT, de la centrale hydroélectrique Brilliant de 149 MW et de l'agrandissement de la centrale hydroélectrique Brilliant de 120 MW appartenant chacune à CPC/CBT et de la centrale hydroélectrique Arrow Lakes de 185 MW appartenant à CPC/CBT.

### **Marché et ventes**

FortisBC Electric a un bassin de clients variés constitué de clients résidentiels, commerciaux, industriels, de municipalités clientes du service de gros et d'autres clients industriels. Les ventes d'électricité ont atteint 3 116 GWh en 2015, comparativement à 3 179 GWh pour 2014. Les produits ont augmenté, passant de 334 millions de dollars en 2014 à 360 millions de dollars en 2015.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'électricité de FortisBC Electric selon les catégories de clients pour les exercices 2015 et 2014.

<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>2015</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Résidentiels	<b>45,3</b>	48,4	<b>40,2</b>	41,2
Commerciaux	<b>24,0</b>	24,7	<b>29,1</b>	28,9
Ventes en gros	<b>12,2</b>	13,0	<b>18,6</b>	18,1
Industriels	<b>8,3</b>	9,0	<b>12,1</b>	11,8
Autres <sup>1)</sup>	<b>10,2</b>	4,9	–	–
<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 Inc. 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 multipartite permettant aux six propriétaires distincts de neuf grandes centrales hydroélectriques (d'une puissance combinée de quelque 1 900 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	256	BC Hydro
Barrage Waneta	237	Teck Metals Ltd.
Expansion Waneta	335	Partenariat Waneta
Réseau de la rivière Kootenay	225	FortisBC Electric
Barrage Brilliant	149	BPC
Agrandissement de Brilliant	120	BEPC
<b>Total</b>	<b>1 902</b>	

BPC, BEPC, Teck Metals Ltd. 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.

Le reste de l'approvisionnement en électricité de FortisBC Electric est acquis 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 d'une capacité de 234 MW à l'ECEW.

Ces contrats d'achat ont été acceptés par la BCUC, et les coûts estimés et engagés avec prudence aux termes de ceux-ci sont transmis aux abonnés dans les tarifs d'électricité de FortisBC Electric.

#### *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 27 % des besoins énergétiques de FortisBC Electric en 2015.

#### *CAE BC Hydro*

FortisBC Electric est signataire du CAE de 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 de BC Hydro a fourni environ 15 % des besoins énergétiques de FortisBC Electric en 2015. Le CAE actuel de BC Hydro a été approuvé par la BCUC en mai 2014 et 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 2015.

#### *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 2015. 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 acheté de la capacité et de l'énergie au marché pour répondre à ses besoins énergétiques de pointe et optimiser son portefeuille d'approvisionnement énergétique global. Pour faciliter les opérations sur le marché dans le futur, FortisBC Electric a conclu la CAVCE avec Powerex Corp., que la BCUC a approuvée en avril 2015. La CAVCE est une convention cadre établissant les modalités des opérations futures sur le marché conclues entre FortisBC Electric et Powerex Corp. La CAVCE est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 2015 et prend fin le 30 septembre 2018, à moins qu'elle ne soit prolongée sur entente réciproque. Les achats sur le marché au comptant et les achats contractuels ont comblé environ 8 % des besoins énergétiques de FortisBC Electric en 2015.

#### *ECEW*

La société a conclu l'ECEW portant sur l'achat de capacité de l'Expansion Waneta. L'Expansion Waneta est détenue en propriété et exploitée par une société en commandite dont les commanditaires sont Fortis, qui détient une participation de 51 %, et une filiale en propriété exclusive de CPC/CBT, chacune

individuellement. L'ECEW, qui a été approuvée par la BCUC en mai 2012, permet à FortisBC Electric d'acheter une capacité sur une période de 40 ans en date du 2 avril 2015.

### ***Litiges***

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. Bien que FortisBC Electric ait avisé ses assureurs, le gouvernement de la Colombie-Britannique l'a informée qu'une réponse à la réclamation n'était pas requise à l'heure actuelle. 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 2015.

### ***Ressources humaines***

En date du 31 décembre 2015, FortisBC Electric employait environ 507 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 mars 2017 et le 31 décembre 2018.

### ***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 262 000 clients dans environ 600 collectivités. Newfoundland Power a une puissance génératrice installée de 139 MW et a répondu à une demande de pointe de 1 359 MW en 2015. Newfoundland Power est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 12 000 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 et le principal distributeur d'électricité sur l'Î.-P.-É., servant 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 264 MW en 2015. Maritime Electric est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 5 800 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 40 000 clients. FortisOntario a répondu à une demande de pointe combinée de 260 MW en 2015. FortisOntario possède et exploite des lignes de transport et de distribution sur quelque 3 600 kilomètres.

### ***Marché et ventes***

Les ventes d'électricité attribuables aux entreprises de services publics d'électricité dans l'Est du Canada se sont établies à 8 403 GWh en 2015, comparativement à 8 376 GWh en 2014. Les produits se sont établis à 1 033 millions de dollars en 2015, comparativement à 1 008 millions de dollars en 2014.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'électricité selon les catégories de clients des entreprises de services publics d'électricité dans l'Est du Canada pour les exercices 2015 et 2014.

<b>Entreprises de services publics d'électricité dans l'Est du Canada Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients</b>				
	<b>Produits (%)</b>		<b>Ventes en GWh (%)</b>	
	<b>2015</b>	2014	<b>2015</b>	2014
Résidentiels	<b>56,6</b>	56,1	<b>56,9</b>	56,4
Commerciaux et industriels	<b>40,1</b>	41,1	<b>43,0</b>	43,5
Autres <sup>1)</sup>	<b>3,3</b>	2,8	<b>0,1</b>	0,1
<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 NL 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 NL 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. Le recouvrement des coûts d'aménagement de Muskrat Falls devrait augmenter considérablement les tarifs d'électricité des clients.

En janvier 2013 et en janvier 2014, Newfoundland Power a subi des pertes d'approvisionnement en électricité causées par Newfoundland Hydro, ce qui a mis Newfoundland Power dans l'impossibilité de satisfaire à tous les besoins de ses clients. Le NL PUB mène une enquête et tient une audience sur ces problèmes d'approvisionnement et interruptions de courant du réseau. Dans la mesure où elle le pourra, Newfoundland Power entend participer à ces examens en 2016. Le rapport définitif du NL PUB sur le caractère adéquat et la fiabilité du système d'interconnexion insulaire jusqu'à l'interconnexion avec les installations de Muskrat Falls est actuellement attendu. Une étude des 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 se poursuit. Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a engagé des consultants pour mener un examen indépendant du réseau d'électricité de Terre-Neuve-et-Labrador. Le rapport du consultant, diffusé le 30 octobre 2015, indiquait que les activités de Newfoundland Power respectaient sensiblement les pratiques exemplaires de l'industrie et que la supervision de l'entreprise par le NL Pub semblait offrir une prévisibilité et une certitude réglementaires.

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 75% de l'électricité dont elle avait besoin pour répondre à la demande de ses clients en 2015. Le reste provenait de l'achat de l'énergie éolienne produite sur l'Î.-P.-É. par des installations 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 28 février 2019 et ii) un contrat visant une capacité de transport qui permet à Maritime Electric de réserver 30 MW de capacité à PEI jusqu'en novembre 2032. De même, Maritime Electric a un contrat d'achat d'électricité avec Énergie NB expirant en février 2019.

Maritime Electric a droit à environ 4,55 % de la production de la centrale nucléaire Point Lepreau d'Énergie NB pendant la durée de vie de celle-ci, et dans le cadre de son admissibilité, elle doit payer sa part du coût en capital et des charges d'exploitation de la centrale.

### 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 80 % de l'énergie dont elle a besoin pour Gananoque au moyen d'achats mensuels auprès de Hydro One Networks Inc., et les quelque 20 % restants au moyen d'achats, grâce à l'initiative visant les contrats d'hydroélectricité, auprès des cinq centrales hydroélectriques de EO Generation LP. 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 237 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 2015, Newfoundland Power avait à peu près 653 travailleurs en équivalent temps plein, et environ 49 % de ses employés étaient représentés par la FIOE aux termes de deux conventions collectives expirant le 30 septembre 2017. 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.

### Maritime Electric

Au 31 décembre 2015, Maritime Electric employait quelque 182 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 2015, FortisOntario employait environ 198 personnes en équivalent temps plein, dont environ 58 % 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 expirent 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, Fortis Turks and Caicos et le placement en actions de 33 % de la société dans Belize Electricity.

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 101 MW en 2015. 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 2014). 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 14 000 clients, dans certaines des îles Turques et Caïques. Ces entreprises de services publics ont répondu à une demande de pointe combinée de quelque 38 MW en 2015. Fortis Turks and Caicos est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 600 kilomètres.

#### **Marché et ventes**

Les ventes d'électricité des entreprises de services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes se sont élevées à 802 GWh en 2015, comparativement à 771 GWh en 2014. Les produits ont été de 321 millions de dollars à la fois en 2015 et en 2014.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'électricité selon les catégories de clients des services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes pour les exercices 2015 et 2014.

<b>Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes <sup>1)</sup></b>				
<b>Produits et ventes d'électricité selon les catégories de clients</b>				
	<b>Produits (%)</b>		<b>Ventes en GWh (%)</b>	
	<b>2015</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Résidentiels	<b>42,9</b>	44,0	<b>43,0</b>	42,6
Commerciaux et industriels	<b>56,2</b>	54,9	<b>57,0</b>	57,4
Autres <sup>2)</sup>	<b>0,9</b>	1,1	–	–
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	100,0	<b>100,0</b>	100,0

<sup>1)</sup> À l'exclusion de Belize Electricity

<sup>2)</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 elle 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 alimentée au diesel d'environ 132 MW.

Caribbean Utilities est partie à 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 pour l'exploitation de sa centrale alimentée au diesel. Chacun de ces contrats a été renouvelé pour une durée supplémentaire de 18 mois en septembre 2014 et fait l'objet de négociations pour son renouvellement en mars 2016. La quantité combinée approximative aux termes des contrats pour 2016 s'établit à 20 millions de gallons impériaux. Ces contrats permettent à Caribbean Utilities d'acheter du combustible aux fournisseurs qui, d'après elle, lui offrent des modalités et des prix concurrentiels. Les contrats relatifs au combustible comportent des modalités de reprise après catastrophe et de continuité des activités s'il survient des perturbations prévisibles de l'approvisionnement en combustible 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, ainsi que l'équipement auxiliaire y étant associé. Le coût du projet est évalué à 85 millions de dollars US, et la centrale devrait être mise en service au milieu de 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 82 MW pour produire l'électricité destinée à ses clients. En septembre 2015, la troisième unité de production Wartsila est entrée en production commerciale.

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 2015, les services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes employaient environ 356 personnes en équivalent temps plein. Les 201 membres du personnel de Caribbean Utilities et les 155 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	2	hydroélectrique	351
Ontario	1	thermique	5
<b>Total</b>	<b>6</b>		<b>407</b>

Les activités de production au Belize se déroulent par l'entremise de la filiale en propriété exclusive indirecte de la société, BECOL, aux termes d'un accord de concession avec le gouvernement du Belize. Les activités de production non réglementées de BECOL 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 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 la centrale est vendue à BC Hydro conformément à un contrat à long terme qui ne peut être résilié avant 2024. En date du 31 décembre 2015, la centrale hydroélectrique Walden était classée en tant qu'actif détenu à des fins de vente.

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. La construction de l'Expansion Waneta de 335 MW au coût de 900 millions de dollars a été achevée le 1<sup>er</sup> avril 2015, en avance sur les délais prévus et dans le respect du budget. La construction de l'Expansion Waneta, qui est adjacente au barrage Waneta et à la centrale sur la rivière Pend d'Oreille, au sud de Trail, en Colombie-Britannique, a commencé vers la fin de 2010. L'expansion a ajouté une deuxième centrale, immédiatement en aval du barrage Waneta, sur la rivière Pend d'Oreille, qui partage la charge hydraulique existante et produit de l'énergie propre, renouvelable et rentable à partir de l'eau qui serait autrement déversée. Le projet comportait

également la construction d'une ligne de transport de 230 kilovolts sur 10 kilomètres. Le 2 avril 2015, L'Expansion Waneta a commencé à produire de l'électricité, dont la totalité est vendue à BC Hydro et à FortisBC Electric aux termes de contrats d'une durée de 40 ans. FortisBC Electric exploite et entretient l'investissement non réglementé.

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.

En juin et en juillet 2015, la société a vendu ses actifs de production hydroélectrique non réglementés dans le nord-ouest de l'État de New York et en Ontario, respectivement.

### **Marché et ventes**

Les ventes d'énergie provenant des actifs de production non réglementés se sont établies à 844 GWh en 2015, comparativement à 407 GWh en 2014. Les produits se sont élevés à 107 millions de dollars en 2015, comparativement à 38 millions de dollars en 2014. Les ventes d'énergie et les produits en 2015 ont subi l'incidence de l'achèvement de l'Expansion Waneta et de la vente des actifs de production hydroélectrique non réglementés dans le nord-ouest de l'État de New York et en Ontario.

Le tableau suivant présente la composition des produits et des ventes d'énergie de Fortis Generation selon les emplacements pour les exercices 2015 et 2014.

<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>2015</b>	2014	<b>2015</b>	2014
Belize	<b>28,1</b>	71,0	<b>26,8</b>	60,3
Ontario	<b>3,6</b>	13,2	<b>4,1</b>	13,2
Colombie-Britannique	<b>67,4</b>	5,5	<b>65,6</b>	8,3
Nord de l'État de New York	<b>0,9</b>	10,3	<b>3,5</b>	18,2
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	100,0	<b>100,0</b>	100,0

### **Ressources humaines**

Au 31 décembre 2015, BECOL employait environ 34 personnes en équivalent temps plein, dont aucune n'est visée par une convention collective. Les activités de production non réglementées en Ontario et en Colombie-Britannique sont exécutées par le personnel de FortisOntario et celui de FortisBC Inc., respectivement.

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

Le secteur des activités autres que les services publics incluait Fortis Properties et Griffith Energy Services, Inc. La société a conclu la vente des immeubles commerciaux de Fortis Properties en juin 2015 et des actifs hôteliers de Fortis Properties en octobre 2015. Griffith Energy Services, Inc. a été vendue en mars 2014.

Les produits de Fortis Properties se sont élevés à 171 millions de dollars en 2015, comparativement à 249 millions de dollars en 2014.

## **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 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 8 afférente aux états financiers consolidés audités pour 2015 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. 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.

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 environnementaux 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.

### ***Émissions atmosphériques***

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'approprient 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 2030 les émissions de GES à 30 % sous leurs niveaux de 2005, et les États-Unis se sont engagés à ramener d'ici 2030 les émissions de GES à 32 % 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.

#### *Services publics réglementés au Canada*

En Colombie-Britannique, les lois intitulées *Carbon Tax Act*, *Clean Energy Act*, *Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control 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 de FortisBC Energy et de FortisBC Electric. Pour contribuer à atténuer cette incertitude, FortisBC Energy participe 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 FortisBC Energy et, dans une moindre mesure, pour 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 suscitent également des occasions pour FortisBC Energy en créant un appui des mesures incitatives visant à accroître l'utilisation de l'énergie renouvelable (comme le biogaz), ainsi que des mesures incitatives liées au transport (ravitaillement en GNL/gaz naturel comprimé) et visant à élargir le programme d'efficacité et de conservation énergétiques. De plus, la réglementation sur les exigences relatives à l'énergie renouvelable et au carburant à faible teneur en carbone en vertu de la loi intitulée *Greenhouse Gas Reduction (Renewable and Low Carbon Fuel Requirement) Act* donne à FortisBC Energy l'occasion de vendre des crédits de carburant à faible teneur en carbone provenant des offres des clients. La loi intitulée *Carbon Tax Act* rehausse la position du gaz naturel en regard des autres énergies 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.

En 2011, FortisBC Energy a commencé à déclarer ses émissions de GES conformément à la réglementation relative à l'information en vertu de la loi intitulée *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act*, laquelle a été abrogée en date du 1<sup>er</sup> janvier 2016 et remplacée par la loi intitulée *Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act*. FortisBC Energy continuera de déclarer ses émissions de GES conformément à la réglementation sur la déclaration des émissions de gaz à effet de serre en vertu de la loi intitulée *Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act*. De plus, FortisBC Energy continue de déclarer ses émissions de GES aux termes du programme des GES d'Environnement Canada. FortisBC Energy a élaboré des capacités qui viendront appuyer la gestion des exigences de conformité dans un cadre futur d'échange des émissions de GES à mesure qu'évoluent les politiques gouvernementales dans ce domaine.

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. FortisBC Energy devrait être visée 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.

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 constitue une source propre d'énergie hydroélectrique renouvelable et est entrée en service en avril 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.

#### *Services publics réglementés aux États-Unis*

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. L'incidence des émissions de GES est inférieure à Central Hudson puisque celle-ci 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.

UNS Energy est propriétaire d'importants actifs de production. En août 2015, l'EPA a publié des règlements sur les émissions de carbone pour les centrales existantes appelés le PEP. Le PEP cible des réductions des émissions de carbone pour les installations existantes d'ici 2030 et établit des objectifs provisoires qui commencent en 2022. Les États doivent élaborer et soumettre à l'EPA, d'ici septembre 2016, un plan de conformité définitif ou encore un plan initial comportant une demande de prolongation. TEP continuera de collaborer avec les autres services publics de l'Arizona et du Nouveau-Mexique, de même que les organismes de réglementation compétents, afin d'élaborer les plans de conformité étatiques. TEP ne peut établir l'incidence de la règle définitive du PEP sur ses installations avant que les plans étatiques ne soient élaborés et approuvés par l'EPA.

L'EPA a intégré les obligations de conformité pour les centrales existantes situées sur les territoires des nations amérindiennes, comme la nation Navajo, dans la règle relative aux sources existantes et un nouveau plan fédéral proposé utilisant une méthode de conformité similaire à celle des États. Le plan fédéral proposé serait instauré pour toute nation amérindienne et(ou) tout État qui ne soumet pas de plan ou qui n'a pas un plan étatique approuvé par l'EPA ou l'État. TEP collabore avec les participants de la centrale Four Corners et de la centrale Navajo pour établir l'incidence de cette révision sur la conformité et les activités aux deux centrales. TEP a transmis des commentaires sur le plan fédéral proposé qui a des répercussions sur ses installations, y compris Four Corners et Navajo, indiquant, notamment, que l'EPA ne devrait pas réglementer les gaz à effet de serre en ce qui a trait à la nation Navajo puisque cela n'est ni approprié, ni nécessaire. La réduction des gaz à effet de serre réalisée grâce aux fermetures résultant de la conformité avec la réglementation relative au brouillard régional sera équivalente à celle exigée par la règle du PEP. TEP ne peut prévoir l'issue ultime de ces enjeux.

Les obligations de conformité de la société dans le cadre du PEP dépendent des issues des poursuites et des litiges potentiels contestant la règle. En février 2016, la cour suprême des États-Unis a accordé une suspension ordonnant réellement à l'EPA de cesser ses efforts de mise en œuvre du PEP jusqu'à ce que les contestations juridiques de la réglementation aient été réglées. La décision introduit une incertitude à savoir si et quand les États et les services publics devront respecter le PEP. UNS Energy continuera de collaborer avec l'Arizona Department of Environmental Quality pour déterminer les mesures devant, le cas échéant, être prises à la lumière de la décision. UNS Energy prévoit que la décision retardera vraisemblablement l'obligation de soumettre un plan ou une demande de prolongation aux termes du PEP jusqu'en septembre 2016.

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. Les centrales Navajo et

Springerville de TEP doivent se conformer à ces règles d'ici avril 2016. TEP s'affaire à être conforme à chacune de ses installations.

En juin 2015, la cour suprême des États-Unis a renversé et renvoyé la décision de la D.C. Circuit Court of Appeals dans l'affaire *Michigan v. EPA* qui maintenait les règles relatives aux NTAM obligeant les centrales à contrôler les émissions, notamment mercurielles. La cour suprême a déclaré que l'EPA n'avait pas tenu adéquatement compte des « coûts » avant de décider si les règles étaient « appropriées et nécessaires ». À l'heure actuelle, les règles demeurent en vigueur. TEP poursuivra son activité prévue de conformité avec les NTAM à chacune de ses installations pour assurer la conformité avec la réglementation fédérale et la réglementation étatique, selon le cas.

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 avril 2015, l'EPA a publié une règle finale exigeant le traitement de tous les résidus de cendre de houille et autres résidus de combustion de charbon en tant que déchets solides en vertu du sous-titre D de la loi intitulée *Resource Conservation and Recovery Act* pour la disposition dans des sites d'enfouissement et(ou) des réservoirs de retenue, tout en permettant le recyclage continu de la cendre de houille. TEP ne possède ni n'exploite aucun réservoir de retenue. Selon la règle, le site d'enfouissement de cendre de Springerville est classé en tant que site d'enfouissement existant et n'est pas assujéti aux obligations d'expansion latérale. Cependant, TEP engagera des coûts additionnels pour la préparation et la surveillance du site à Springerville afin d'être pleinement conforme avec la règle. La quote-part de TEP dans les coûts à Springerville est évaluée à 2 millions de dollars US, dont la plus grande partie est censée représenter des dépenses en immobilisations. TEP estime actuellement sa quote-part des coûts à 5 millions de dollars US à la centrale Four Corners, à 3 millions de dollars US à la centrale Navajo et à moins de 1 million de dollars US à la centrale San Juan, dont la plus grande partie devrait être composée de dépenses en immobilisations.

#### *Services publics réglementés dans les Caraïbes*

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. Selon le Protocole de Kyoto, le Royaume-Uni a l'obligation légale de réduire ses émissions de GES. En tant que territoire d'outre-mer, les îles Caïmans ne sont pas tenues de fixer une cible pour la réduction des émissions, mais doivent chaque année donner des statistiques nationales disponibles au Royaume-Uni, qui seront ajoutées à son inventaire et déclarées au secrétariat chargé de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Caribbean Utilities continue de fournir des données sur l'inventaire national de GES au gouvernement des îles Caïmans.

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.

#### ***Gestion du risque d'entreprise***

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.

Chacun des services publics de la société a soit un SGE, soit des protocoles environnementaux globaux. 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 et la mise en œuvre de mesures de protection environnementale; 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 les répercussions sur la pêche et les habitats critiques.

FortisBC Energy, 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. Des vérifications des SGE et des protocoles sont effectuées périodiquement à l'extérieur et/ou à l'interne. Sur la foi des dernières vérifications réalisées, les SGE demeurent efficaces et sensiblement conformes aux lignes directrices de la norme ISO 14001.

Les politiques environnementales sont la pierre angulaire des SGE et des protocoles environnementaux de UNS Energy et de Central Hudson, et donnent les grandes lignes des engagements suivants pour chaque entreprise de services publics et ses employés quant à l'exercice des activités d'une manière sûre et respectueuse de l'environnement : i) respecter l'ensemble des lois, de la législation, des politiques, des règlements et des normes de protection environnementale acceptées qui s'appliquent et s'y conformer; ii) gérer les activités d'une manière compatible avec la pratique de l'industrie et à l'appui des politiques environnementales de tous les ordres de gouvernement; iii) recenser et gérer les risques pour empêcher ou réduire les conséquences défavorables découlant des activités, y compris empêcher la pollution et préserver les ressources naturelles; iv) exécuter régulièrement de la surveillance et des audits environnementaux des SGE et des protocoles environnementaux et tenter d'améliorer sans cesse la performance environnementale; v) établir et examiner régulièrement les objectifs, cibles et programmes environnementaux; vi) communiquer ouvertement avec les intervenants, y compris mettre à la disposition des clients, des employés, des entrepreneurs et du grand public les politiques environnementales et les connaissances des questions environnementales de l'entreprise de services publics; vii) appuyer les projets d'intérêt collectif axés sur l'environnement et y participer; viii) donner une formation aux employés et à ceux qui travaillent pour le compte de l'entreprise de services publics afin de leur permettre de s'acquitter de leurs fonctions d'une façon respectueuse de l'environnement; et ix) collaborer avec les associations industrielles, les autorités gouvernementales et les autres intervenants pour établir des normes environnementales appropriées pour l'entreprise de services publics.

### ***Production non réglementée***

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.

### ***Obligations de remise en état et de mise hors service des actifs***

Central Hudson est exposée aux éventualités environnementales associées aux SGE qu'elle et ses sociétés remplacées possédaient et exploitaient pour servir les besoins en matière de chauffage et d'éclairage de leurs clients du milieu à la fin des années 1800 jusqu'aux années 1950. Le New York State Department of Environmental Conservation réglemente le calendrier et l'étendue des mesures de remise en état des sites de SGE dans l'État de New York. En date du 31 décembre 2015, Central Hudson avait constaté un montant approximatif de 92 millions de dollars US au titre d'un passif associé à l'assainissement environnemental des SGE. Comme la New York State Public Service Commission l'a approuvé, l'entreprise est actuellement autorisée à recouvrer les coûts d'enquête et de remise en état des sites des SGE dans les tarifs demandés aux clients. Pour plus de renseignements, voir la rubrique « 3.1.2 Central Hudson » de la présente notice annuelle pour 2015.

La société a des obligations de mise hors service d'immobilisations divulguées dans les notes afférentes à ses états financiers consolidés audités pour 2015. Au 31 décembre 2015, un passif de 49 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, les passifs associés à ces obligations de retrait d'huile contenant des PCB du matériel électrique à Central Hudson, à FortisAlberta, à Newfoundland Power, à FortisOntario et à Maritime Electric, n'ont pas été constatés dans les états financiers consolidés audités de la société pour 2015, puisqu'ils ont été jugés négligeables 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.

### ***Coûts et supervision***

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 2015 et, d'après les lois, les circonstances et les faits actuels, rien ne laisse croire qu'ils auront d'importantes répercussions en 2016. 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.

TEP a instauré un régleur de la conformité environnementale, approuvé par l'ACC, qui permet le recouvrement de certains coûts d'immobilisations du capital pour respecter la réglementation environnementale exigée par les autorités gouvernementales entre les dossiers tarifaires.

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.

## Initiatives en matière de durabilité et d'efficience

Les entreprises de services publics de Fortis ont instauré diverses initiatives axées sur l'énergie propre pour réduire les émissions de GES, y compris l'énergie hydroélectrique, solaire, éolienne, le gaz naturel et le gaz naturel renouvelable. Chaque entreprise de services publics a également mis en œuvre des programmes d'efficience énergétique à l'intention des clients, qui contribuent à réduire les émissions atmosphériques et l'utilisation de l'eau. De plus amples renseignements sur la façon dont Fortis gère son impact sur l'environnement seront présentés dans le rapport environnemental de la société devant porter une date aux alentours du 31 mars 2016 et être publié sur le site Web de la société, à l'adresse [www.fortisinc.com](http://www.fortisinc.com).

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 environnementale et de leur performance dans ce domaine, notamment en présentant annuellement des rapports sur les indicateurs de performance environnementale et d'autres indicateurs de performance.

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 17 février 2016, les actions ordinaires et actions privilégiées de premier rang suivantes étaient émises et en circulation.

Capital-actions	Émises et en circulation	Droits de vote par action <sup>1)</sup>
Actions ordinaires	281 854 344	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 <sup>2)</sup>	7 024 846	Aucun
Actions privilégiées de premier rang, série I <sup>2)</sup>	2 975 154	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.

<sup>2)</sup> Le 1<sup>er</sup> juin 2015, 2 975 154 des 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série H ont été converties, à raison d'une contre une, en actions privilégiées de premier rang, série I. Par suite de la conversion, le nombre d'actions privilégiées de premier rang, série H et le nombre d'actions privilégiées de premier rang, série I émises et en circulation de Fortis se montaient respectivement à 7 024 846 et 2 975 154.

### Politique en matière de dividendes

Fortis cible une croissance annuelle du dividende de 6 % jusqu'en 2020. Cette indication en matière de dividendes tient compte de nombreux facteurs, y compris l'attente d'issues raisonnables pour les instances réglementaires visant les entreprises de services publics de la société, le succès de son programme de dépenses en immobilisations sur cinq ans, et la confiance continue de la direction quant à la solidité du portefeuille diversifié d'actifs de la société et de ses résultats sur le plan de l'excellence opérationnelle. L'acquisition projetée d'ITC vient aussi renforcer cette indication. 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.

Capital-actions	Dividendes déclarés (par action)		
	2015	2014	2013
Actions ordinaires	1,43 \$	1,30 \$	1,25 \$
Actions privilégiées de premier rang, série C <sup>1)</sup>	-	-	0,4862 \$
Actions privilégiées de premier rang, série E	1,2250 \$	1,2250 \$	1,2250 \$
Actions privilégiées de premier rang, série F	1,2250 \$	1,2250 \$	1,2250 \$
Actions privilégiées de premier rang, série G <sup>2)</sup>	0,9708 \$	0,9708 \$	1,1416 \$
Actions privilégiées de premier rang, série H <sup>3)</sup>	0,7344 \$	1,0625 \$	1,0625 \$
Actions privilégiées de premier rang, série I <sup>3)</sup>	0,3637 \$	-	-
Actions privilégiées de premier rang, série J	1,1875 \$	1,1875 \$	1,1875 \$
Actions privilégiées de premier rang, série K <sup>4)</sup>	1,0000 \$	1,0000 \$	0,6233 \$
Actions privilégiées de premier rang, série M <sup>5)</sup>	1,0250 \$	0,4613 \$	-

<sup>1)</sup> En juillet 2013, la société a racheté la totalité des actions privilégiées de premier rang, série C émises et en circulation.

<sup>2)</sup> 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.

<sup>3)</sup> Le taux fixe du dividende annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série H a été rétabli, passant de 1,0625 \$ à 0,6250 \$, pour la période de cinq ans du 1<sup>er</sup> juin 2015, inclusivement, au 1<sup>er</sup> juin 2020, exclusivement. Les actions privilégiées de premier rang, série I donnent droit à des dividendes cumulatifs à taux variable, soit un taux qui sera rétabli chaque trimestre selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois alors en vigueur, majoré de 1,45 %.

<sup>4)</sup> 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.

<sup>5)</sup> 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.

En septembre 2015, Fortis a augmenté de plus de 10 % son dividende par action ordinaire, le faisant passer à 0,375 \$ par action, soit 1,50 \$ sur une base annualisée. En décembre 2015, le conseil a déclaré un dividende pour le quatrième trimestre de 2015 sur les actions ordinaires et les actions privilégiées de premier rang, séries E, F, G, H, I, J, K et M selon le taux annuel prescrit applicable, qui sera payé le 1<sup>er</sup> mars 2016 aux porteurs inscrits au 17 février 2016.

### 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 25,25 \$ 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 25,00 \$ l'action si le rachat a lieu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2015, majoré 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 7 024 846 d'actions privilégiées de premier rang, série H ont droit à des dividendes privilégiés fixes et cumulatifs au comptant à raison de 0,6250 \$ l'action par année jusqu'au 1<sup>er</sup> juin 2020, 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.

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.

*Actions privilégiées de premier rang, série I*

Les porteurs des 2 975 154 actions privilégiées de premier rang, série I ont le droit de recevoir des dividendes privilégiés variables et cumulatifs au comptant, tels que déclarés par le conseil de la société, d'après un montant par action correspondant au produit du dividende variable trimestriel applicable, multiplié par 25,00 \$, pour la période de cinq ans commençant après le 1<sup>er</sup> juin 2015. Le taux de dividende variable trimestriel sera rétabli chaque trimestre selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois alors en vigueur, majoré 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 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 débentures 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 d'une facilité de crédit renouvelable non garantie consentie de 1 milliard de dollars venant à échéance en juillet 2020 et pouvant servir aux besoins généraux de l'entreprise. La société a la possibilité d'augmenter cette facilité à 1,3 milliard de dollars. En date du 31 décembre 2015, la société ne s'était pas encore prévalu de son option relative aux 300 millions de dollars supplémentaires. La facilité 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 2015 et 2014, 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 17 février 2016.

Fortis Notations			
Société	DBRS	S&P	Moody's
Fortis <sup>1)</sup>	A (faible), sous surveillance, perspective négative (dette non garantie)	BBB+, perspective négative (dette non garantie)	s.o.
Caribbean Utilities <sup>2)</sup>	A (faible), perspective stable (dette de premier rang non garantie)	A-, perspective négative (dette de premier rang non garantie)	s.o.
Central Hudson <sup>2) 3)</sup>	s.o.	A, perspective négative (dette non garantie)	A2, perspective stable (dette non garantie)
FortisBC Energy	A, perspective stable (dette garantie et non garantie)	s.o.	A1/A3, perspective stable (dette garantie/non garantie)
FortisAlberta <sup>2)</sup>	A (faible), perspective stable (dette de premier rang non garantie)	A-, perspective négative (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 <sup>2)</sup>	s.o.	A, perspective négative (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>2)</sup>	s.o.	BBB+, perspective négative (dette non garantie)	A3, perspective stable (dette de premier rang non garantie)
UNS Energy	s.o.	s.o.	Baa1, perspective stable (dette de premier rang garantie)

<sup>1)</sup> En février 2016, après que Fortis a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant l'acquisition de ITC, S&P a confirmé la notation du crédit de A- de la société, révisé sa notation des titres d'emprunt non garantis de celle-ci pour la faire passer de A- à BBB+, et fait passer de stable à négative sa perspective pour la société. De

*manière analogue, en février 2016, DBRS a mis la notation du crédit de la société sous surveillance avec perspective négative.*

- <sup>2)</sup> *En février 2016, après que Fortis a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant l'acquisition de ITC, S&P a fait passer de stable à négative sa perspective à l'égard de TEP, de Central Hudson, de FortisAlberta, de Maritime Electric et de Caribbean Utilities.*
- <sup>3)</sup> *La dette de premier rang non garantie de Central Hudson a également été notée « A-, perspective stable » 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. En 2015, Fortis a également versé des frais à S&P et à Moody's à l'égard de certains services de consultation fournis relativement à l'acquisition à venir de ITC. Aucuns frais de cette nature n'ont été versés en 2014.

## 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 I, 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.I, FTS.PR.J, FTS.PR.K et FTS.PR.M respectivement.

Les tableaux suivants indiquent 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 I, des actions privilégiées de premier rang, série J, des actions privilégiées de premier rang, série K et des actions privilégiées de premier rang, série M ainsi que le volume des opérations s'y rapportant, pour chaque mois durant l'exercice terminé le 31 décembre 2015.

Fortis						
Cours et volume des opérations pour 2015						
Mois	Actions ordinaires			Actions privilégiées de premier rang, série E		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	42,23	38,77	14 559 158	26,08	25,75	20 889
Février	42,23	38,32	15 673 004	26,04	25,58	25 379
Mars	40,29	38,36	18 477 567	25,86	25,63	54 230
Avril	39,90	38,05	9 767 559	25,80	25,60	54 105
Mai	39,49	37,12	11 546 629	25,90	25,59	24 900
Juin	38,49	34,45	15 119 531	25,80	25,55	16 200
Juillet	38,46	35,08	11 661 513	25,75	25,45	18 387
Août	38,75	34,16	14 095 079	25,69	25,20	16 415
Septembre	38,17	34,20	17 476 551	25,47	25,18	95 148
Octobre	40,14	37,18	15 692 958	25,47	25,30	128 932
Novembre	38,60	36,35	12 504 209	25,49	25,06	32 705
Décembre	38,26	35,51	15 464 056	25,35	25,16	360 105

Fortis						
Cours et volume des opérations pour 2015						
	Actions privilégiées de premier rang, série F			Actions privilégiées de premier rang, série G		
Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	25,22	24,51	38 138	25,46	23,26	70 820
Février	25,68	24,86	30 672	24,18	23,06	81 535
Mars	25,24	24,84	48 096	24,47	23,53	248 758
Avril	25,10	24,36	71 811	23,71	20,84	192 548
Mai	25,00	24,11	63 091	22,50	21,36	170 316
Juin	24,51	23,20	55 565	22,17	21,35	94 522
Juillet	24,30	23,52	64 713	21,94	19,95	83 440
Août	23,97	21,64	54 337	20,36	16,62	137 163
Septembre	23,07	21,60	210 994	19,26	16,37	280 932
Octobre	22,74	21,20	92 747	19,19	15,90	282 181
Novembre	23,55	21,95	128 647	19,96	17,78	280 941
Décembre	23,71	21,65	87 471	18,49	15,57	374 203
	Actions privilégiées de premier rang, série H <sup>1)</sup>			Actions privilégiées de premier rang, série I <sup>1)</sup>		
Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	19,59	16,84	405 862	-	-	-
Février	17,29	16,50	219 928	-	-	-
Mars	16,97	16,05	402 886	-	-	-
Avril	16,80	15,20	892 668	-	-	-
Mai	17,10	15,90	233 282	-	-	-
Juin	17,00	16,05	204 409	17,16	15,61	31 999
Juillet	17,23	16,09	343 502	17,00	15,50	18 950
Août	16,55	14,01	293 047	16,10	13,00	20 650
Septembre	15,64	13,00	76 007	14,26	12,10	35 030
Octobre	14,70	13,60	138 311	13,35	12,00	49 072
Novembre	15,70	13,95	110 962	13,75	12,00	75 755
Décembre	14,81	12,75	145 156	13,00	10,92	101 208
	Actions privilégiées de premier rang, série J			Actions privilégiées de premier rang, série K		
Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	25,13	24,16	117 712	25,53	23,30	89 307
Février	25,50	24,80	130 658	24,49	23,15	153 649
Mars	25,37	24,75	123 776	24,20	23,54	175 640
Avril	25,12	24,25	168 938	23,90	20,19	219 961
Mai	25,05	24,00	113 793	22,98	21,48	113 621
Juin	24,55	23,29	74 548	22,00	20,81	155 165
Juillet	24,40	23,29	58 285	21,90	20,84	158 790
Août	23,23	21,20	64 228	21,65	17,90	142 852
Septembre	22,49	21,00	67 129	19,98	15,92	368 777
Octobre	22,45	20,58	78 940	20,04	16,01	340 911
Novembre	22,85	21,23	112 115	20,49	18,52	404 180
Décembre	23,00	20,80	76 388	19,39	16,56	314 369

<b>Actions privilégiées de premier rang, série M</b>			
<b>Mois</b>	<b>Haut (\$)</b>	<b>Bas (\$)</b>	<b>Volume</b>
Janvier	25,75	24,26	435 010
Février	25,30	24,50	245 579
Mars	25,34	24,60	331 494
Avril	25,05	23,26	1 095 659
Mai	25,46	24,51	550 788
Juin	24,80	23,48	375 183
Juillet	24,06	22,38	297 623
Août	23,77	19,63	178 882
Septembre	22,40	19,40	310 304
Octobre	21,72	17,18	401 744
Novembre	22,83	19,85	311 587
Décembre	21,19	17,90	792 543

<sup>1)</sup> Un bloc de 2 975 154 des 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série H, a fait l'objet d'une conversion à raison d'une contre une en actions privilégiées de premier rang, série I le 1<sup>er</sup> juin 2015. Par suite de la conversion, Fortis a émis 7 024 846 actions privilégiées de premier rang, série H et 2 975 154 actions privilégiées de premier rang, série I qui sont en circulation.

## **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 72 ans ou le 12<sup>e</sup> anniversaire de leur première élection au conseil.

Le tableau suivant présente, en date du 17 février 2016, le nom et la municipalité de résidence de chacun des administrateurs de Fortis, ainsi que leurs postes principaux au cours des cinq dernières années. Le mandat de chacun des administrateurs expire à la fermeture de l'assemblée annuelle des actionnaires du 5 mai 2016. M. Paul J. Bonavia, qui a été élu au conseil d'administration de la société en mai 2015, a démissionné de son poste pour valoir le 8 février 2016 afin de se conformer aux règles d'une autre entité auprès de laquelle il agit à titre d'administrateur. Ces règles ne permettraient pas à M. Bonavia d'agir à titre d'administrateur de Fortis après que la société a annoncé qu'elle a conclu une entente visant l'acquisition de ITC.

<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)</sup> Edmonton (Alberta)	M <sup>me</sup> Ball, 58 ans, est devenue membre du conseil de Fortis en mai 2014. Elle 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. Elle est administratrice de Fortis Alberta et présidente du comité d'audit de cette société. Elle ne siège pas à titre d'administratrice d'autres émetteurs assujettis.

<b>Administrateurs de Fortis (suite)</b>	
<b>Nom</b>	<b>Postes principaux au cours des cinq dernières années</b>
<b>PIERRE J. BLOUIN</b> <sup>3)</sup> Île Bizard (Québec)	M. Blouin, 58 ans, est devenu membre du conseil de Fortis en mai 2015. Il a été chef de la direction de Manitoba Telecom Services, Inc. jusqu'à sa retraite en décembre 2014. Avant de se joindre à Manitoba Telecom Services, Inc. à titre de chef de la direction en 2005, M. Blouin a occupé divers postes de cadre au sein du groupe de sociétés Bell Canada, notamment ceux de président de groupe, marchés consommateurs de Bell Canada, de chef de la direction de BCE Emergis, Inc. et de chef de la direction de Bell Mobilité. M. Blouin a obtenu un baccalauréat en commerce spécialisé en administration des affaires des Hautes études commerciales. Il est membre de l'Association canadienne de gestion des achats et de l'Institute of Canadian Bankers (Canada). M. Blouin a été nommé au comité des ressources humaines le 7 mai 2015. Il ne siège pas à titre d'administrateur d'autres émetteurs assujettis.
<b>PETER E. CASE</b> <sup>1) 2)</sup> Kingston (Ontario)	M. Case, 61 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>MAURA J. CLARK</b> <sup>1)</sup> New York, New York	M <sup>me</sup> Clark, 57 ans, est devenue membre du conseil de Fortis en mai 2015. Elle a pris sa retraite en mars 2014 à titre de présidente des services aux entreprises de Direct Energy, un poste qu'elle occupait depuis 2007 auprès de cet important détaillant d'énergie au Canada et aux États-Unis qui est une filiale de Centrica plc. Auparavant, M <sup>me</sup> Clark était vice-présidente à la direction, stratégie nord américaine et fusions et acquisitions de Direct Energy. M <sup>me</sup> Clark a acquis une expérience dans le secteur des services bancaires d'investissement et a été chef des finances d'une société indépendante de raffinage et de commercialisation de pétrole. M <sup>me</sup> Clark a obtenu un baccalauréat ès arts spécialisé en économie de la Queen's University. Elle est membre de l'Association of Chartered Professional Accountants de l'Ontario. M <sup>me</sup> Clark a été nommée au comité d'audit en mai 2015 lors de son élection au conseil. Elle occupe aussi un poste d'administratrice d'Elizabeth Arden, Inc.

<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>2) 3)</sup> Bowen Island (Colombie-Britannique)	M <sup>me</sup> Goodreau, 64 ans, 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 FortisBC Energy et de FortisBC Inc. depuis 2007 et 2010, respectivement. M <sup>me</sup> Goodreau est présidente du comité de gouvernance de FortisBC Energy et de FortisBC Inc. 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, 59 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 a été nommé à titre de président du comité des ressources humaines en mars 2015. Il est également premier administrateur de Keyera Corporation.
<b>R. HARRY McWATTERS</b> <sup>2)</sup> Summerland (Colombie-Britannique)	M. McWatters, 70 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, 70 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 90. 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 aussi 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, 68 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>BARRY V. PERRY</b> St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	M. Perry, 51 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. M. Perry est devenu membre du conseil le 1 <sup>er</sup> janvier 2015, alors qu'il a été élu à titre de président et chef de la direction de la société.

<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 31 décembre 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> St. John's (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>Nora M. Duke</b> St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	Vice-présidente directrice, services aux entreprises et chef des ressources humaines <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)	Vice-président, trésorier <sup>6)</sup>
<b>Jamie D. Roberts</b> Mount Pearl (Terre-Neuve-et-Labrador)	Vice-président, contrôleur <sup>7)</sup>
<b>Regan P. O'Dea</b> St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)	Secrétaire d'entreprise adjoint <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 occupait le poste de 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 occupait le poste de président et chef de la direction de Fortis Alberta depuis 2007.

<sup>3)</sup> M<sup>me</sup> Duke a été nommée vice-présidente directrice, services aux entreprises et chef des ressources humaines en date du 1<sup>er</sup> août 2015. Auparavant, elle occupait le poste de présidente et chef de la direction de Fortis Properties depuis 2008.

<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 occupait le poste de 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 occupait les postes de vice-président, soutien de l'exploitation, de chef du contentieux et de secrétaire d'entreprise depuis 2013 et, depuis 2010, les postes de vice-président, chef du contentieux et de secrétaire d'entreprise de FortisBC Inc., de FortisBC Energy et de FHI.

<sup>6)</sup> M. Spinney a été nommé vice-président, trésorier en date du 20 mars 2013. Auparavant, M. Spinney occupait le poste de directeur, trésorerie de Fortis depuis octobre 2002.

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

<sup>8)</sup> M. O'Dea a été nommé secrétaire d'entreprise adjoint en date du 7 mai 2015, et occupe le poste de co-directeur du contentieux depuis janvier 2014. Auparavant, il occupait les postes d'administrateur, services juridiques et aux entreprises et de secrétaire d'entreprise de Johnson Inc. depuis 2011.

En date du 31 décembre 2015, les administrateurs et les dirigeants de Fortis étaient directement ou indirectement propriétaires véritables, en tant que groupe, de 603 991 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 2015, le comité d'audit était composé des personnes suivantes.

<b>Fortis Comité d'audit</b>	
<b>Nom</b>	<b>Formation et expérience pertinentes</b>
<b>PETER E. CASE (président)</b> 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>MAURA J. CLARK</b> New York, New York	M <sup>me</sup> Clark a pris sa retraite en mars 2014 à titre de présidente des services aux entreprises de Direct Energy, un important détaillant d'énergie au Canada et aux États-Unis qui est une filiale de Centrica plc. Auparavant, M <sup>me</sup> Clark était vice-présidente à la direction, stratégie nord américaine et fusions et acquisitions de Direct Energy. M <sup>me</sup> Clark a acquis une expérience dans le secteur des services bancaires d'investissement et a été chef des finances d'une société indépendante de raffinage et de commercialisation de pétrole. M <sup>me</sup> Clark a obtenu un baccalauréat ès arts spécialisé en économie de la Queen's University. Elle est membre de l'Association of Chartered Professional Accountants de l'Ontario.
<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.

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 2015 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 bénéfice 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.,w 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>2015</b>	<b>2014</b>
Honoraires d'audit	5 223	4 601
Honoraires pour services liés à l'audit	870	748
Honoraires pour services fiscaux	475	119
Honoraires pour services non liés à l'audit	-	48
<b>Total</b>	<b>6 568</b>	<b>5 516</b>

Le fait que les honoraires d'audit soient plus élevés en 2015 qu'en 2014 s'explique principalement par les augmentations générales des honoraires et l'incidence du taux de change sur les honoraires d'audit libellés en dollars US. La hausse des honoraires pour services fiscaux est surtout attribuable au travail

supplémentaire effectué à l'égard de la vente d'actifs secondaires. Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. n'a pas exécuté de services non liés à l'audit en 2015.

## **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  
Télééc. : 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 2015 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**

---

Une information financière supplémentaire est fournie dans le rapport de gestion et les états financiers consolidés audités pour 2015 de la société, qui sont intégrés aux présentes par renvoi. Ces documents et des renseignements supplémentaires concernant la société sont disponibles sur le site Web de la société à l'adresse [www.fortisinc.com](http://www.fortisinc.com) et 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 18 mars 2016 relativement à l'assemblée annuelle des actionnaires du 5 mai 2016.

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 2015. 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).