



FORTIS INC.

NOTICE ANNUELLE

POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2016

Le 15 février 2017

NOTICE ANNUELLE

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2016

Datée du 15 février 2017

TABLE DES MATIÈRES

Énoncés prospectifs.....	2	Poursuites et application de la loi	27
Définitions	4	Facteurs de risque	28
Structure de l'entreprise	7	Responsabilité sociale de l'entreprise.....	28
Dénomination et constitution.....	7	Politiques sociales et environnementales.....	28
Liens intersociétés	7	Réglementation environnementale	28
Évolution générale des activités.....	8	Éventualités environnementales.....	29
Survol.....	8	Structure du capital et dividendes.....	30
Historique sur les trois derniers exercices.....	8	Description de la structure du capital.....	30
Perspectives	9	Dividendes et distributions.....	30
Description des activités.....	9	Placements antérieurs.....	32
Services publics réglementés d'électricité et de gaz		Notations du crédit.....	32
aux États-Unis	10	Administrateurs et dirigeants	34
ITC.....	10	Comité d'audit.....	37
UNS Energy.....	15	Membres.....	37
Central Hudson.....	17	Formation et expérience.....	37
Services publics réglementés de gaz et d'électricité		Politiques et procédures d'approbation préalable...	38
au Canada	18	Honoraires pour les services de l'auditeur externe.	38
FortisBC Energy	18	Agent des transferts et agent chargé de la tenue des	
FortisAlberta	20	registres	39
FortisBC Electric.....	21	Auditeurs.....	39
Entreprises de services publics d'électricité		Intérêts des experts	39
dans l'Est du Canada	23	Renseignements supplémentaires.....	40
Services publics réglementés d'électricité aux			
Caraïbes	25	Supplément A : Sommaire des modalités des titres	
Activités non réglementées	26	autorisés	41
Activités non réglementées – Infrastructures		Supplément B : Marché pour les titres	44
énergétiques.....	26	Supplément C : Mandat du comité d'audit	46
Activités non réglementées – Autres que les		Supplément D : Contrats importants.....	50
services publics	26		
Siège social et autres.....	26		
Ressources humaines.....	27		

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La notice annuelle suivante de 2016 a été préparée conformément au *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*. L'information financière pour 2016 et les périodes comparatives contenue dans la notice annuelle de 2016 a été préparée selon les PCGR des États-Unis et elle est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Certains termes et expressions utilisés aux présentes sont définis sous la rubrique « Définitions » à la page 4.

À moins d'indication contraire, les renseignements contenus dans la notice annuelle de 2016 sont en date du 31 décembre 2016.

Dans la présente notice annuelle, Fortis inclut de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables, y compris la loi intitulée Private Security Litigation Reform Act of 1995. Les énoncés prospectifs inclus dans la présente notice annuelle reflètent les attentes de la direction de Fortis concernant la croissance, les résultats d'exploitation, le rendement, les perspectives et les occasions d'affaires futurs. Chaque fois que cela est possible, les mots comme « prévoit », « croit » « établit au budget », « pourrait », « estime », « s'attend », « entend », « peut », « devrait », « projette », « fera », « ferait », « cible » et la forme négative de ces termes et expressions et d'autres termes et expressions similaires ont été utilisés pour recenser les énoncés prospectifs, qui incluent, notamment, l'attente selon laquelle les résultats de la société pour 2017 bénéficieront de ITC, du dossier tarifaire général de TEP et de la croissance de l'entreprise sous-jacente; des dépenses en immobilisations brutes consolidées prévisionnelles de la société pour la période de cinq ans allant de 2017 à 2021; de la base tarifaire prévisionnelle de mi-exercice de la société jusqu'en 2021; l'attente selon laquelle le programme de dépenses en immobilisations de la société continuera de soutenir la croissance continue du bénéfice et des dividendes; la croissance du dividende annuel moyen cible jusqu'en 2021; le moment prévu du dépôt de demandes réglementaires et de la réception et de l'issue de décisions réglementaires; l'attente selon laquelle les revenus attribués qui sont constatés par ITC et proviennent des entités canadiennes qui réservent le transport sur l'interface de l'Ontario et du Manitoba ne sont pas censés être importants; l'attente selon laquelle TEP a une capacité de production suffisante pour répondre aux besoins de sa clientèle et aux exigences de la demande de pointe future; l'attente selon laquelle les changements dans les coûts d'approvisionnement en énergie peuvent augmenter les prix de l'électricité d'une manière nuisant aux ventes de Newfoundland Power; l'attente selon laquelle les services publics de la société continueront de tenter de recouvrer les coûts liés à la conformité qui ont été engagés avec prudence; et la quote-part prévue de TEP dans les coûts de remise en état des mines.

On a appliqué certaines hypothèses et certains facteurs importants pour tirer les conclusions contenues dans les énoncés prospectifs, y compris, notamment : la réception des approbations réglementaires applicables et des ordonnances tarifaires demandées, sans que les principales décisions réglementaires reçues soient défavorables et l'attente d'une stabilité de la réglementation; l'absence de dépassement de coûts importants d'un projet d'immobilisations ou d'un financement lié aux projets d'immobilisations de la société; l'exercice, par le conseil d'administration, de sa discrétion de déclarer des dividendes, compte tenu du rendement commercial et de la situation financière de la société; 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 d'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 capital 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 et de l'électricité; 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 renouvelable; la disponibilité continue de l'approvisionnement en gaz naturel, en combustible, en charbon 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 provisionner les régimes de retraite à prestations déterminées, de produire les taux de rendement à long terme hypothétiques à l'égard des actifs connexes et de récupérer la charge de retraite nette dans les tarifs imposés aux clients; l'absence de modifications importantes des plans énergétiques gouvernementaux, ainsi que des lois et règlements environnementaux qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur la société et ses filiales; le maintien de couvertures d'assurance adéquates; la capacité d'obtenir et de maintenir les licences et les permis; la conservation des territoires de desserte existants; 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 et l'absence d'une atteinte importante à la cybersécurité; le maintien de relations favorables avec les Premières Nations; des relations de travail favorables; le fait que la société puisse 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.

Les énoncés prospectifs comportent des risques, des incertitudes et des hypothèses considérables. Fortis avertit les lecteurs que divers facteurs peuvent faire différer considérablement les résultats, le rendement ou les réalisations réels des résultats que les énoncés prospectifs commentent ou laissent entendre. Ces facteurs devraient être étudiés attentivement, et on ne saurait accorder une confiance induite aux énoncés prospectifs. Pour des renseignements supplémentaires sur certains de ces facteurs de risque, il y a lieu de consulter le rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2016 sous la rubrique « Gestion des risques d'affaires » et les documents d'information continue que Fortis dépose de temps à autre auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission. Les principaux facteurs de risque pour 2017 incluent, notamment, l'incertitude entourant l'issue des instances réglementaires touchant les 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 de porteurs d'actions ordinaires des services publics réglementés de la société; l'incidence des fluctuations des taux de change; le risque lié aux conséquences d'une conjoncture économique moins favorable sur les résultats d'exploitation de la société; le risque que les avantages prévus de

l'acquisition de ITC puissent ne pas se matérialiser ou, dans l'affirmative, qu'ils puissent ne pas se matérialiser dans les délais prévus; les risques liés à la capacité de la société de respecter l'article 404(a) de la loi intitulée Sarbanes-Oxley Act of 2002 et les règles connexes de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, ainsi que du Public Company Accounting Oversight Board; le risque lié à la réalisation du programme de dépenses en immobilisations de la société pour 2017, y compris la réalisation des principaux projets d'immobilisations dans les délais et selon les montants prévus; et l'incertitude entourant le moment et l'accès aux marchés financiers en vue de l'obtention d'un financement suffisant et rentable destiné à financer, notamment, les dépenses en immobilisations et le remboursement de la dette venant à échéance.

Toute l'information prospective fournie dans la présente notice annuelle 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.

DÉFINITIONS

Certains termes et expressions utilisés dans la présente notice annuelle de 2016 sont définis ci-dessous :

- « **\$** » ou « **\$ CA** » s'entend du dollar canadien;
- « **\$ US** » s'entend du dollar américain;
- « **ACGS** » s'entend de Aitken Creek Gas Storage ULC;
- « **Aitken Creek** » s'entend de l'emplacement de stockage de gaz Aitken Creek;
- « **actions ordinaires** » s'entend des actions ordinaires de la société;
- « **Algoma Power** » s'entend d'Algoma Power Inc.;
- « **APS** » s'entend d'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;
- « **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;
- « **déclaration d'acquisition d'entreprise** » s'entend de la déclaration d'acquisition d'entreprise de Fortis concernant son acquisition de ITC en date du 14 octobre 2016;
- « **direction** » s'entend, collectivement, des membres de la haute direction de la société;
- « **EDGAR** » s'entend du système électronique de collecte de données, d'analyse et d'extraction (Electronic Data Gathering, Analysis and Retrieval) qui peut être consulté à l'adresse www.sec.gov;
- « **Énergie NB** » s'entend de Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick;
- « **entreprises de services publics d'électricité dans l'Est du Canada** » s'entend, collectivement, des activités de Newfoundland Power, de Maritime Electric et de FortisOntario;
- « **É.-U.** » s'entend des États-Unis d'Amérique;
- « **états financiers consolidés audités pour 2016** » s'entend des états financiers consolidés audités de la société aux 31 décembre 2016 et 2015 et pour les exercices clos à ces dates et des notes afférentes à ceux-ci;
- « **Ethos** » s'entend de EthosEnergy Power Plant Services, LLC;
- « **Expansion Waneta** » s'entend de l'expansion de la centrale hydroélectrique Waneta de 335 mégawatts;
- « **FAES** » désigne FortisBC Alternative Energy Services Inc.;

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

« **FHI** » s'entend de FortisBC Holdings Inc., société mère de FortisBC Energy;

« **filiales d'exploitation réglementées de ITC** » s'entend, collectivement, de ITCTransmission, de METC, de ITC Midwest, de ITC Great Plains et de ITC Interconnection;

« **filiales d'exploitation de ITC réglementées par MISO** » s'entend de ITCTransmission, de METC et de ITC Midwest ensemble;

« **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.;

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

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

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

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

« **GIC** » s'entend de GIC Private Limited;

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

« **IPL** » s'entend de Interstate Power and Light Company;

« **ITC** » s'entend de ITC Holdings, ainsi que de toutes ses filiales;

« **ITC Great Plains** » s'entend de ITC Great Plains, LLC;

« **ITC Holdings** » s'entend de ITC Holdings Corp.;

« **ITC Interconnection** » s'entend de ITC Interconnection LLC;

« **ITC Investment Holdings** » s'entend de ITC Investment Holdings Inc.;

« **ITC Midwest** » s'entend de ITC Midwest LLC;

« **ITCTransmission** » s'entend de International Transmission Company;

« **loi NEPA** » s'entend de la loi des États-Unis intitulée *National Environmental Policy Act*;

« **Loi sur les espèces en voie de disparition** » s'entend de la loi des États-Unis intitulée *Endangered Species Act*;

« **Loi sur les valeurs mobilières des É.-U.** » s'entend de la loi des États-Unis intitulée *United States Securities Act*, avec ses modifications;

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

« **METC** » s'entend de Michigan Electric Transmission Company;

« **MISO** » s'entend de Midcontinent Independent System Operator, Inc.

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

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

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

« **notice annuelle de 2016** » ou « **notice annuelle** » s'entend de la présente notice annuelle de la société relative à l'exercice terminé le 31 décembre 2016;

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

« **NYSE** » s'entend de la New York Stock Exchange;

« **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;

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

« **PIRAG** » s'entend du programme incitatif de rationalisation des approvisionnements en gaz de FortisBC Energy;

« **PNM** » s'entend de l'organisme du Nouveau-Mexique appelé Public Service Company;

« **PUB** » s'entend de l'organisme appelé Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities;

« **rapport de gestion** » s'entend du rapport de gestion de la société préparé conformément au *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*, à l'égard des états financiers consolidés annuels de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2016;

« **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 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières accessible à l'adresse www.sedar.com;

« **SEPB** » s'entend du Syndicat canadien des employées et employés professionnels et de bureau;

« **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;

« **SPP** » s'entend de Southwest Power Pool, Inc.;

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

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

« **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; et

« **WEG** » s'entend de WildEarth Guardians.

Conversions

1 litre = 0,22 gallon impérial

1 kilomètre = 0,62 mille

Les conversions effectuées à l'aide des facteurs précités sur les données arrondies qui paraissent dans la présente notice annuelle peuvent, en conséquence, donner lieu à de modestes écarts par rapport aux données déclarées.

Certains renseignements présentés dans la présente notice annuelle sont donnés en unités métriques, alors que certains autres sont donnés en unités impériales.

Mesures

GW	Gigawatt(s)
GWh	Gigawattheure(s)
kV	Kilovolt(s)
MW	Mégawatt(s)
MWh	Mégawattheure(s)
TJ	Térajoule(s)
PJ	Pétajoule(s)

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

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 clauses de prorogation de la société ont été modifiées : i) le 13 octobre 1987 afin de changer sa dénomination pour Fortis; ii) le 15 octobre 1987 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.

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.

Liens intersociétés

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 15 février 2017. Ce tableau exclut certaines filiales. Les actifs et les revenus des filiales exclues n'ont pas, individuellement, dépassé 10 %, ni, globalement, 20 %, des actifs consolidés totaux ou des revenus consolidés totaux de la société en date du 31 décembre 2016. Les principales filiales comptaient ensemble pour quelque 88 % des actifs consolidés de la société en date du 31 décembre 2016 et pour environ 82 % des revenus consolidés de la société en 2016.

Filiale	Territoire de constitution	Votes afférents aux titres comportant droit de vote détenus en propriété véritable par la société ou sur lesquels elle exerce une emprise (%)
ITC ¹⁾	Michigan, États-Unis	80,1
UNS Energy ²⁾	État de l'Arizona, États-Unis	100
Central Hudson ³⁾	État de New York, États-Unis	100
FortisBC Energy ⁴⁾	Colombie-Britannique, Canada	100
FortisAlberta ⁵⁾	Alberta, Canada	100
Newfoundland Power ⁶⁾	Terre-Neuve-et-Labrador, Canada	95

¹⁾ ITC Holdings, une société de l'État du Michigan, est propriétaire de toutes les actions de ITC Great Plains, de ITC Interconnection, de ITC Midwest, de ITC Transmission et de METC. ITC Investment Holdings, une société du Michigan, est propriétaire de toutes les actions de ITC Holdings. FortisUS, une société de l'État du Delaware, est propriétaire de 80,1 % des titres comportant droit de vote de ITC Investment Holdings. FortisUS Holdings, une société canadienne, est propriétaire de toutes les actions de FortisUS. Fortis est propriétaire de toutes les actions de FortisUS Holdings. Un membre du groupe de GLC est propriétaire de 19,9 % des titres comportant droit de vote de ITC Investment Holdings.

²⁾ UNS Energy, une société de l'Arizona, est propriétaire de toutes les actions de TEP, de UNS Electric et de UNS Gas. FortisUS, une société 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.

³⁾ CH Energy Group, une société de l'État de New York, est propriétaire de toutes les actions de Central Hudson. FortisUS, une société 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.

⁴⁾ 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.

- ⁵⁾ 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.
- ⁶⁾ La société est propriétaire de toutes les actions ordinaires et de certaines des actions privilégiées de premier rang, séries A, B, D et G de Newfoundland Power, qui, en date du 15 février 2017, représentaient 95 % de ses titres comportant droit de vote. La tranche restante de 5 % des titres comportant droit de vote de Newfoundland Power est constituée d'actions privilégiées de premier rang, séries A, B, D et G, qui sont principalement détenues par le public.

ÉVOLUTION GÉNÉRALE DES ACTIVITÉS

Survol

Fortis est un chef de file dans les activités réglementées reliées à l'électricité et au gaz en Amérique du Nord grâce à des actifs totaux d'environ 48 milliards de dollars et à des revenus atteignant 6,8 milliards de dollars pour l'exercice 2016. Plus de 8 000 employés de la société servent les clients des services publics dans cinq provinces canadiennes, neuf États américains et trois pays des Caraïbes. En 2016, les réseaux d'électricité de la société ont répondu à une demande de pointe combinée de 33 021 MW et ses réseaux de distribution de gaz ont répondu à une demande de pointe quotidienne de 1 586 TJ. En date du 31 décembre 2016, environ 66 % des actifs de la société étaient situés à l'extérieur du Canada et à peu près 51 % des revenus de celle-ci provenaient d'activités en territoire étranger.

Historique sur les trois derniers exercices

Au cours des trois derniers exercices, Fortis a constaté une croissance considérable de ses activités commerciales. Les actifs totaux ont plus que doublé, passant de 17,9 milliards de dollars au 31 décembre 2013 à 48,0 milliards de dollars au 31 décembre 2016. Les capitaux propres de la société ont aussi progressé considérablement, passant de 6,4 milliards de dollars au 31 décembre 2013 à 16,5 milliards de dollars au 31 décembre 2016. Le bénéfice net attribuable aux capitaux propres en actions ordinaires est passé de 353 millions de dollars en 2013 à 585 millions de dollars en 2016.

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.

En août 2014, Fortis a fait l'acquisition de UNS Energy, une société de portefeuille de services publics à intégration verticale, 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 US à la clôture.

En 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. Fortis a une participation de propriété majoritaire de 51 % dans l'Expansion Waneta et exploite et entretient l'investissement non réglementé.

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 novembre 2016, Fortis a vendu ses parts de fiducie de Slate Office REIT moyennant un produit brut global d'environ 37 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 conclu un règlement avec le gouvernement du Belize concernant l'expropriation de la participation approximative de 70 % de la société dans Belize Electricity. Les modalités du règlement incluaient un paiement au comptant non récurrent de 35 millions de dollars US à Fortis et un placement en actions d'environ 33 % dans Belize Electricity.

En avril 2016, la société a conclu l'acquisition de ACGS moyennant quelque 349 millions de dollars (266 millions de dollars US), plus le coût des stock totaux de gaz de travail. ACGS est propriétaire de 93,8 % de Aitken Creek et BP Canada Energy Company est propriétaire de la tranche restante. Aitken Creek est la seule installation de stockage

souterrain de gaz en Colombie-Britannique et a une capacité de travail totale de gaz de 77 milliards de pieds cubes. L'installation fait partie intégrante du réseau de transport de gaz naturel de l'Ouest canadien.

En octobre 2016, la société et GIC ont acquis toutes les actions ordinaires en circulation de ITC, la plus importante société indépendante de transport aux États-Unis, moyennant un prix d'achat global d'environ 11,8 milliards de dollars US (15,7 milliards de dollars) à la clôture, y compris quelque 4,8 milliards de dollars US (6,3 milliards de dollars) de dettes consolidées de ITC. ITC est désormais une filiale de Fortis, et un membre du groupe de GIC est propriétaire d'une participation minoritaire de 19,9 % dans ITC.

Dans le cadre de l'acquisition de ITC, en mai 2016, Fortis est devenue une personne inscrite auprès de la SEC et en octobre 2016, ses actions ordinaires ont commencé à être négociées à la bourse NYSE. La société a déposé une déclaration d'acquisition d'entreprise dans le cadre de son acquisition de ITC sur SEDAR et sur EDGAR le 23 novembre 2016.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes effectuées par la société en 2016 se sont élevées à environ 2,1 milliards de dollars. Au cours des trois derniers exercices, y compris 2016, les dépenses en immobilisations consolidées brutes ont totalisé 6,0 milliards de dollars. La croissance interne des actifs est attribuable aux programmes de dépenses en immobilisations concernant les services publics réglementés de la société. La croissance interne des entreprises non réglementées a été soutenue par la construction de l'expansion Waneta.

Perspectives

Les résultats de la société pour 2017 bénéficieront de l'incidence de ITC, de l'issue du dossier tarifaire général de TEP et de la croissance continue de l'entreprise sous-jacente. À long terme, Fortis sera bien placée pour rehausser la valeur du placement des actionnaires par l'exécution de son plan d'immobilisations, l'équilibre et la force de son portefeuille diversifié de services publics, ainsi que les occasions de croissance dans ses régions de franchise.

Durant la période de cinq ans se terminant en 2021, le programme d'immobilisations de la société devrait s'établir à quelque 13 milliards de dollars, ce qui permettra à la base tarifaire d'atteindre près de 30 milliards de dollars en 2021. Fortis s'attend à ce que cette croissance durable à long terme de sa base tarifaire appuie la croissance continue du bénéfice et des dividendes.

Fortis a ciblé une croissance annuelle moyenne du dividende d'à peu près 6 % jusqu'en 2021. 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, l'exécution réussie du plan de dépenses en immobilisations sur cinq ans et la confiance continue de la direction dans la solidité du portefeuille diversifié de services publics de la société et ses antécédents d'excellence opérationnelle.

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Fortis est principalement une société réglementée 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 des actifs. Fortis a également des investissements dans des infrastructures énergétiques non réglementées, 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 services publics réglementés de la société fonctionnent pour la plus grande partie comme uniques fournisseurs d'électricité et(ou) de gaz dans leurs territoires de desserte respectifs. Les services publics réglementés de la société sont propriétaires et exploitants d'installations qui produisent, transmettent et distribuent de l'électricité et(ou) du gaz à leurs clients. La concurrence dans le domaine de l'électricité réglementée provient principalement de la production sur place des clients industriels et de la production distribuée, comme l'énergie solaire installée sur les toits, aux emplacements des clients résidentiels, de services généraux et(ou) industriels. Dans le cadre de ses activités de transport, la société relève une concurrence qui peut limiter sa capacité de faire croître cette entreprise en dehors de ses territoires de desserte établis.

En ce qui concerne les services publics réglementés de gaz de la société, le gaz naturel entre en concurrence principalement avec l'électricité pour la charge de chauffage et la charge de chauffe-eau. L'offre croissante de gaz naturel en Amérique du Nord, provenant surtout de la production de gaz de schiste, a fait baisser le prix du gaz naturel, contribuant ainsi à l'amélioration de la compétitivité du gaz naturel dans le secteur de l'exploitation. Néanmoins, les

écarts entre les coûts en capital initiaux des systèmes à l'électricité et ceux au gaz naturel continuent de poser un défi pour la compétitivité du gaz naturel sur le plan de la capitalisation du coût entier.

Comme les filiales de la société font affaire dans divers territoires à l'échelle de l'Amérique du Nord, le caractère saisonnier a une incidence différente sur chaque entreprise de services publics. Le bénéfice annuel des services publics de gaz de la société est pour la plus grande partie réalisé durant les premier et quatrième trimestres en raison des besoins de chauffage local par temps froid. Le bénéfice des services publics d'électricité aux États-Unis est habituellement le plus élevé durant les deuxième et troisième trimestres à cause de l'utilisation estivale de la climatisation et d'autres équipements de refroidissement.

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

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

ITC

L'entreprise de ITC est principalement constituée des exploitations de transport d'électricité des filiales d'exploitation réglementées de celle-ci. En 2002, ITC Holdings a été constituée dans l'État du Michigan aux fins de l'acquisition de ITC Transmission. ITC Transmission a été initialement établie en 2001 en tant que filiale de DTE Electric Company, une filiale de services publics d'électricité de DTE Energy Company, et a été acquise en 2003 par ITC Holdings. METC a été initialement établie en 2001 en tant que filiale de Consumers Energy Company, une filiale de services publics d'électricité et de gaz de CMS Energy Corporation, et a été acquise en 2006 par ITC Holdings. ITC Midwest a été établie en 2007 par ITC Holdings et a réalisé l'acquisition des actifs de transport de IPL en décembre 2007. ITC Great Plains a été établie en 2006 par ITC Holdings et est devenue une entité assujettie à la compétence de la FERC en 2009. ITC Interconnection a été établie en 2014 par ITC Holdings et est devenue une entité assujettie à la compétence de la FERC en juin 2016 après l'acquisition de certains actifs de transport auprès d'une société faisant le commerce de la production et après avoir mis en service une ligne de transport récemment construite. ITC est propriétaire et exploitante de réseaux à haute tension dans la péninsule inférieure du Michigan, ainsi que dans des parties de l'Iowa, du Minnesota, de l'Illinois, du Missouri, du Kansas et de l'Oklahoma, qui transportent l'électricité depuis les centrales jusqu'aux installations locales de distribution reliées aux réseaux de ITC. ITC est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur environ 25 000 kilomètres.

La stratégie d'entreprise de ITC vise la propriété, l'exploitation et l'entretien des infrastructures de transport et l'investissement dans celles-ci pour améliorer l'intégrité et la fiabilité du réseau, réduire les contraintes imposées au transport et appuyer les activités de raccordement de nouvelles sources de production à ses réseaux de transport. ITC recherche également des projets de développement qui ne sont pas raccordés à ses réseaux existants, qui visent à rehausser la fiabilité de l'ensemble du réseau, à réduire les contraintes sur le transport et à faciliter les interconnexions des nouvelles ressources de production, de même qu'à améliorer les marchés concurrentiels de gros de l'électricité.

En tant qu'entreprise de services publics de transport d'électricité réglementées par la FERC, les filiales d'exploitation réglementées de ITC gagnent des revenus sur l'utilisation de leurs réseaux de transport d'électricité par leurs clients respectifs, qui incluent des entreprises de services publics appartenant aux investisseurs, des municipalités, des coopératives, des négociants en électricité et des fournisseurs d'énergie de remplacement. À titre de sociétés de transport indépendantes, les filiales d'exploitation réglementées de ITC sont assujetties à la seule réglementation tarifaire de la FERC. Les tarifs facturés par les filiales d'exploitation réglementées de ITC sont établis selon des modèles de tarification fondée sur une formule à base de coûts.

Les principaux clients du service de transport de ITC sont DTE Electric Company, Consumers Energy Company et IPL, qui ont représenté environ 20,7 %, 21,7 % et 25,5 %, respectivement, de ses revenus consolidés facturés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2016. Les pourcentages des revenus totaux facturés par DTE Electric Company, Consumers Energy Company et IPL incluent la perception des accumulations et des reports de revenus pour 2014 et excluent les montants des accumulations et des reports de revenus pour 2016 qui étaient inclus dans les revenus d'exploitation de ITC pour 2016, mais qui ne seront facturés aux clients de ITC qu'en 2018. Un ou plusieurs de ces clients ont toujours représenté ensemble un pourcentage élevé des revenus d'exploitation de ITC. Presque tous les revenus de ITC proviennent des clients du transport aux États-Unis. Bien que ITC puisse constater des revenus attribués de temps à autre en provenance d'entités canadiennes qui réservent des services de transport sur l'interface en Ontario ou au Manitoba, ces revenus n'ont pas été et ne sont pas censés être importants pour ITC.

Les filiales d'exploitation réglementées de ITC calculent leurs besoins en matière de revenus au moyen d'une tarification fondée sur une formule à base de coûts, et les tarifs entrent en vigueur sans qu'il soit nécessaire de déposer de demande tarifaire auprès de la FERC, bien que les tarifs puissent faire l'objet d'une contestation légale par la FERC. Selon leurs modèles de tarification fondée sur une formule à base de coûts, chacune des filiales d'exploitation réglementées de ITC calcule ses besoins en matière de revenus en fonction de l'information financière qui lui est

propre. Le calcul des besoins projetés en matière de revenus pour une période future sert à fixer les tarifs de transport utilisés aux fins de la facturation. Le calcul des besoins réels en matière de revenus pour une période historique est utilisé pour le calcul du montant des revenus constatés au cours de cette période et sert à déterminer si les besoins sont surestimés ou sous-estimés pour la période concernée.

Selon ces tarifs fondés sur une formule, les filiales d'exploitation réglementées de ITC recouvrent des charges au titre de leurs investissements dans des immobilisations corporelles, tirent un rendement de ceux-ci et les recouvrent sur une base courante, plutôt qu'avec un écart. La tarification fondée sur une formule pour un exercice donné repose initialement sur les charges prévues, les immobilisations corporelles, les revenus de point à point, la charge absorbée par le réseau des filiales d'exploitation de ITC réglementées par MISO, ainsi que sur d'autres données pour l'année civile à venir afin de déterminer les besoins projetés en matière de revenus pour chacune des filiales d'exploitation réglementées de ITC. Ces données sont utilisées aux fins de la facturation des services offerts sur leurs réseaux entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre de cette année. La tarification de ITC comporte un mécanisme de compensation qui consiste, pour les filiales d'exploitation réglementées de ITC, à comparer pour chaque exercice leurs besoins réels en revenus et le montant de leurs revenus facturés, de manière à déterminer si les revenus reçus sont supérieurs ou inférieurs aux besoins réels. La surestimation ou la sous-estimation des recouvrements découle généralement des écarts entre les besoins prévus en matière de revenus utilisés aux fins de la facturation et les besoins réels en matière de revenus de chacune des filiales d'exploitation réglementées de ITC, ou alors des écarts entre les charges de pointe mensuelles réelles et prévues des filiales d'exploitation de ITC réglementées par MISO. Si les revenus facturés au cours d'une année donnée sont supérieurs ou inférieurs aux besoins réels en matière de revenus, qui sont principalement calculés au moyen de l'information tirée du Form No. 1 de la FERC pour cette année, les filiales d'exploitation réglementées de ITC rembourseront ou recouvreront des revenus additionnels, y compris les intérêts, sur une période de deux ans, de manière à ce que les consommateurs paient uniquement les montants correspondant aux besoins réels en matière de revenus pour cette période. Cette compensation annuelle garantit aux filiales d'exploitation réglementées de ITC le recouvrement des coûts et la réalisation des rendements auxquels elles ont droit.

Marché et ventes

Revenus

ITC tire la quasi-totalité de ses revenus de la prestation, grâce aux réseaux de transport des filiales d'exploitation réglementées de ITC, de services de transport, d'ordonnancement, de contrôle et de répartition, ainsi que des services connexes à DTE Electric Company, à Consumers Energy Company, à IPL et à d'autres entités, notamment des fournisseurs d'énergie de remplacement, des négociants en électricité et d'autres clients de gros qui fournissent de l'électricité à des consommateurs. ITC tire également des revenus des réservations de capacité fondées sur des transactions liées à ses réseaux de transport, MISO et SPP sont responsables de la facturation de la plupart des services de transport d'électricité de ITC, ainsi que du recouvrement des montants au titre des revenus liés à la prestation de ces services. À titre de responsables de la facturation des filiales d'exploitation de ITC réglementées par MISO et de ITC Great Plains, MISO et SPP recouvrent les frais liés à l'utilisation des réseaux de transport de ITC, et facturent mensuellement ces services à DTE Electric, à Consumers Energy, à IPL et à d'autres clients.

Les revenus tirés des services liés aux réseaux proviennent des montants facturés aux clients des réseaux pour leur utilisation des réseaux de transport d'électricité de ITC, et sont fondés sur les besoins réels de ITC en revenus découlant de la comptabilisation de ITC en fonction de ses modèles de tarification axée sur une formule à base de coûts prévoyant un mécanisme de compensation.

Les revenus tirés des services liés aux réseaux provenant de ITC Great Plains comprennent les besoins annuels en matière de revenus se rapportant à des projets qui sont imputés exclusivement à une zone tarifaire de SPP, ou sont classés à titre de projets de mise à niveau des réseaux directement attribués selon le tarif de SPP, et prévoient un mécanisme de compensation.

Les revenus de point à point sont constitués des revenus tirés d'un certain type de services de transport pour lesquels le client paie un tarif horaire, journalier, hebdomadaire ou mensuel pour une capacité de transport réservée le long d'un tracé précis entre deux points. Les revenus de point à point comprennent également d'autres composantes figurant dans des barèmes des tarifs de transport de MISO et de SPP. Les revenus de point à point sont comptabilisés à titre de crédit sur les revenus provenant des clients des services liés aux réseaux ou des clients régionaux et représentent une réduction des besoins en revenus bruts dans le calcul des besoins en revenus nets selon les modèles de tarification fondée sur une formule à base de coûts de ITC.

Les revenus tirés du partage des coûts régionaux proviennent des clients du transport pour l'ensemble des régions des organismes de transport régionaux pour leur utilisation des projets de mise à niveau des réseaux des filiales d'exploitation de ITC réglementées par MISO qui sont admissibles au partage des coûts régionaux selon les dispositions du tarif de MISO, notamment les projets à valeurs multiples, tels que le projet Thumb Loop de

ITCTransmission. Les revenus tirés du partage des coûts régionaux comprennent également les revenus tirés des montants perçus par les clients du transport auprès d'autres organismes de transport régionaux non régis par MISO, en vue d'une répartition des coûts de certains investissements dans des installations de transport. En outre, certains projets de ITC Great Plains sont admissibles à un recouvrement grâce à une charge imposée à l'ensemble d'une région aux termes des dispositions du tarif de SPP. Une partie des revenus tirés du partage des coûts régionaux est traitée à titre de crédit sur les revenus provenant des clients régionaux ou des clients des services liés aux réseaux, et représente une réduction des besoins en revenus bruts dans le calcul des besoins en revenus nets selon les modèles de tarification fondée sur une formule à base de coûts de ITC.

MISO attribue les revenus tirés de l'ordonnancement, du contrôle et de la répartition aux filiales d'exploitation de ITC réglementées par MISO, en tant que rémunération pour les services fournis dans le cadre de l'exploitation du réseau de transport. Ces services comprennent le suivi des données sur la fiabilité, l'analyse des données du jour même et du jour suivant, la mise en place de procédures d'urgence, ainsi que la coordination et la remise sous tension dans les cas de panne.

Les autres revenus comprennent les revenus de location, les revenus tirés des servitudes et les revenus liés à l'utilisation d'actifs possédés conjointement aux termes d'ententes de propriété et d'exploitation d'installations de transport de ITC, ainsi que les montants liés à la prestation de services accessoires à des clients. La majeure partie des autres revenus sont traités à titre de crédit sur les revenus et sont considérés comme une réduction des besoins en revenus bruts dans le calcul des besoins en revenus nets selon la tarification fondée sur une formule à base de coûts de ITC.

Le tableau suivant compare la composition des revenus de ITC par catégorie de clients pour 2016 et 2015.

	Revenus (%) ¹⁾	
	2016	2015
Revenus tirés des services liés aux réseaux	72	77
Revenus tirés du partage des coûts régionaux	30	31
Revenus tirés des services de point à point	2	2
Ordonnancement, contrôle et répartition	1	1
Autres revenus	2	1
Constatation du passif au titre des remboursements ²⁾	(7)	(12)
Total	100	100

¹⁾ L'information présentée porte sur l'exercice terminé le 31 décembre 2016. ITC a été acquise par Fortis en octobre 2016; par conséquent, seuls les résultats financiers depuis la date d'acquisition, soit le 14 octobre 2016, sont reflétés dans les états financiers consolidés audités de la société pour 2016.

²⁾ Ces données représentent le passif lié au remboursement imputé aux capitaux propres des porteurs d'actions ordinaires qui concerne les plaintes de tiers déposées auprès de la FERC pour contester le rendement de base des capitaux propres des porteurs d'actions ordinaires des filiales d'exploitation de ITC réglementées par MISO.

Contrats

ITCTransmission

DTE Electric Company exploite le réseau de distribution d'électricité auquel le réseau de transport de ITCTransmission est raccordé. Un jeu de trois contrats d'exploitation énonce les modalités afférentes à la relation de travail continue entre DTE Electric Company et ITCTransmission. Ces contrats incluent les suivants :

Convention cadre d'exploitation. La convention cadre d'exploitation (la « CCE »), datée du 28 février 2003, régit les principales responsabilités opérationnelles quotidiennes de ITCTransmission et de DTE Electric Company et demeurera en vigueur jusqu'à ce que les parties y mettent fin sur entente réciproque (sous réserve des approbations requises de la FERC), sauf si elle est résiliée auparavant selon ses modalités. La CCE recense les services de coordination du territoire de contrôle que ITCTransmission est tenue d'offrir à DTE Electric. La CCE oblige DTE Electric à fournir certains services de soutien axés sur la production à ITCTransmission.

Convention d'interconnexion et d'exploitation de producteur. DTE Electric Company et ITCTransmission ont conclu la convention d'interconnexion et d'exploitation de producteurs (la « CIEP »), datée du 28 février 2003, afin d'établir, de rétablir et de maintenir l'interconnexion d'électricité directe des actifs de production de l'électricité de DTE Electric Company avec le réseau de transport de ITCTransmission pour le transport de l'énergie électrique en provenance et à destination des centrales. À moins que les parties n'y mettent autrement fin sur entente réciproque (sous réserve des approbations requises de la FERC), la CIEP demeurera en vigueur jusqu'à ce que DTE Electric Company choisisse d'y mettre fin à l'égard d'une unité particulière ou encore jusqu'à ce qu'une unité particulière cesse l'exploitation commerciale.

Convention de coordination et d'interconnexion. La convention de coordination et d'interconnexion (la « CCI »), datée du 28 février 2003, régit les droits, les obligations et les responsabilités de ITCTransmission et de DTE Electric Company concernant, notamment, l'exploitation et l'interconnexion du réseau de distribution de DTE Electric Company et du réseau de transport de ITCTransmission, ainsi que la construction de nouvelles installations ou la modification des installations existantes. En outre, la CCI attribue les coûts d'exploitation de l'équipement de supervision, de communication et de mesurage. La CCI demeurera en vigueur jusqu'à ce que les parties y mettent fin sur entente réciproque (sous réserve de toutes les approbations requises de la FERC).

METC

Consumers Energy Company exploite un réseau de distribution d'électricité auquel le réseau de transport de METC est raccordé. METC est partie à divers contrats d'exploitation avec Consumers Energy Company qui régissent l'exploitation et l'entretien de son réseau de transport. Ces contrats incluent les suivants :

Convention de servitude modifiée et refondue. Aux termes de la convention de servitude modifiée et refondue (la « convention de servitude »), datée du 29 avril 2002 et à laquelle des suppléments ont été ajoutés, Consumers Energy Company fournit à METC une servitude sur le terrain, appelé les lieux, sur lequel sont situés la plus grande partie des pylônes, des pôles, des lignes et des autres installations de transport de METC utilisés pour le transport de l'électricité à des tensions d'au moins 120 kV, appelés collectivement les installations. Consumers Energy Company a conservé pour elle-même les droits relatifs à toutes les autres utilisations des lieux et des installations faisant l'objet de la convention de servitude, ainsi que la valeur des activités y étant associées, comme la distribution de l'électricité, les fibres optiques, les télécommunications, les gazoducs et les utilisations agricoles. En conséquence, METC n'a pas le droit d'utiliser les lieux ou les installations visées dans la convention de servitude à quelque fin autre que le transport d'électricité et les services connexes, l'inspection, l'entretien, la réparation, le remplacement et le retrait des installations de transport d'électricité, de même que la modification, l'amélioration, la relocalisation et la construction d'installations de transport d'électricité additionnelles. La servitude est également assujettie aux droits de tiers qui avaient des droits d'utilisation ou d'occupation des lieux ou des installations avant le 1^{er} avril 2001 d'une manière non incompatible avec les utilisations autorisées de METC.

METC paie à Consumers Energy Company un loyer annuel de 10,0 millions de dollars US, en versements trimestriels égaux, pour la servitude et les droits connexes aux termes de la convention de servitude. Bien que METC et Consumers Energy Company partagent l'utilisation des lieux et des installations faisant l'objet de la convention de servitude, METC paie le montant intégral des loyers, des taxes foncières, des frais d'inspection et d'autres montants devant être versés à des tiers à l'égard de toute utilisation, occupation, exploitation ou autre activité sur les lieux ou dans les installations et a habituellement, à ses frais, la responsabilité de l'entretien des lieux et des installations servant au transport de l'électricité. METC doit aussi maintenir une assurance de la responsabilité commerciale générale protégeant METC et Consumers Energy Company contre les réclamations pour lésions corporelles, décès ou dommages matériels survenant sur les lieux ou dans les installations et payer toutes les primes d'assurance. METC est également responsable du patrouillage aérien des lieux et des installations à ses frais au moins chaque année et doit aviser Consumers Energy Company de toute utilisation ou de tout empiètement non autorisé. METC doit indemniser Consumers Energy Company quant à toutes les responsabilités découlant des installations faisant l'objet de la convention de servitude.

METC doit aviser Consumers Energy Company avant de modifier, d'améliorer, de relocaliser ou de construire des installations de transport supplémentaires visées dans la convention de servitude. Consumers Energy Company peut répondre à une telle demande en avisant METC des travaux raisonnables et des restrictions relatives à la conception, ainsi que des précautions nécessaires pour éviter de mettre en danger les installations de distribution, les pipelines ou les lignes de communication existantes, auquel cas METC doit respecter de telles restrictions et prendre les précautions requises. METC a le droit, à ses propres frais, d'obliger Consumers Energy Company à retirer et à relocaliser ces installations, mais Consumers Energy Company peut demander un paiement à l'avance ou la remise d'une provision d'une sûreté raisonnable pour un tel paiement par METC avant de retirer ou de relocaliser ces installations, et Consumers Energy Company n'a pas l'obligation d'entreprendre des travaux de relocalisation avant qu'un droit de passage substitut lui convenant ne soit obtenu aux frais de METC.

La convention de servitude demeure en vigueur jusqu'au 31 décembre 2050 et est assujettie à 10 renouvellements automatiques de 50 ans par la suite, à moins que METC ne donne un avis d'un an de son choix de ne pas renouveler la durée. Consumers Energy peut mettre fin à la convention de servitude 30 jours après la remise d'un avis de l'omission, par METC, de payer son versement trimestriel si METC ne corrige pas le défaut de paiement dans le délai d'avis de 30 jours. À la fin de la durée ou lors de la résiliation antérieure de la convention de servitude, la servitude et les droits connexes prendront fin, et les installations de transport reviendront à Consumers Energy Company.

Convention d'exploitation modifiée et refondue. Aux termes de la convention d'exploitation modifiée et refondue (la « convention d'exploitation »), intervenue en date du 29 avril 2002, METC s'engage à exploiter son réseau de transport

pour fournir à tous les clients du transport un service sécuritaire, efficace, fiable et non discriminatoire conformément à ses tarifs. Selon la convention d'exploitation, METC a notamment la responsabilité d'entretenir et d'exploiter son réseau de transport, de transmettre des renseignements à Consumers Energy Company et de donner accès à celle-ci à son réseau de transport, ainsi qu'à ses livres et registres connexes, et d'assurer l'administration et l'exécution des fonctions de l'exploitant du territoire de contrôle (soit l'entité qui exerce le contrôle opérationnel sur le réseau de transport) et, si Consumers Energy Company le lui demande, de construire des installations de connexion nécessaires pour permettre l'interaction avec les nouvelles installations de distribution construites par Consumers Energy Company. Consumers Energy Company a les obligations correspondantes de donner à METC accès à ses livres et registres et de construire les installations de distribution nécessaires à la prestation de services de transport adéquats et fiables aux clients de gros. Consumers Energy Company doit collaborer avec METC lorsque celle-ci exécute ses obligations d'exploitance du territoire de contrôle, y compris en fournissant le contrôle réactif de l'approvisionnement et de la tension d'autres sources de production ou d'autres services accessoires et en réduisant la charge. La convention d'exploitation demeure en vigueur jusqu'en 2050 et est assujettie à 10 renouvellements automatiques de 50 ans par la suite, à moins que METC ne remette un avis d'un an de son choix de ne pas la renouveler.

Convention d'achat et de vente modifiée et refondue concernant les services accessoires. La convention d'achat et de vente modifiée et refondue concernant les services accessoires (la « convention de services accessoires ») est datée du 29 avril 2002. Comme METC n'est propriétaire d'aucune installation de production, elle doit obtenir des services accessoires auprès de tiers fournisseurs, comme Consumers Energy Company. Aux termes de la convention de services accessoires, METC paie actuellement à Consumers Energy Company la prestation de certains services relatifs à la production qui sont nécessaires au soutien de l'exploitation fiable du réseau électrique en bloc, comme le soutien de la tension, la capacité de production et la capacité d'équilibrage des charges et de la production. Il n'est pas interdit à METC d'obtenir ces services accessoires auprès de tiers fournisseurs lorsqu'ils sont disponibles. La convention de services accessoires est assujettie à des renouvellements automatiques d'un an à compter du 1^{er} mai 2003, sauf si METC ou Consumers Energy Company y met fin moyennant un préavis écrit de six mois.

Convention d'interconnexion, de distribution et de transport modifiée et refondue. La convention d'interconnexion de distribution et de transport modifiée et refondue (la « convention d'interconnexion DT »), datée du 1^{er} avril 2001 et modifiée et refondue la dernière fois en date du 1^{er} janvier 2015, prévoit l'interconnexion du réseau de distribution de Consumers Energy Company au réseau de transport de METC et définit les droits, responsabilités et obligations continus des parties concernant l'utilisation de certains de leurs propres actifs, propriétés et installations et de ceux de l'autre partie. METC s'engage à fournir à Consumers Energy Company le service d'interconnexion aux points d'interconnexion convenus, et les parties ont la responsabilité réciproque de maintenir la tension et de compenser les pertes réactives d'électricité résultant de leurs services respectifs. La convention d'interconnexion DT est valide tant qu'un point d'interconnexion est raccordé aux installations de METC, sauf si elle est résiliée auparavant sur entente réciproque de METC et de Consumers Energy Company.

Convention d'interconnexion de producteurs modifiée et refondue. La convention d'interconnexion de producteur modifiée et refondue (la « convention d'interconnexion des producteurs »), datée du 29 avril 2002 et modifiée la dernière fois en date du 1^{er} octobre 2016, précise les modalités aux termes desquelles Consumers Energy Company et METC maintiennent l'interconnexion des ressources de production de Consumers Energy Company et les actifs de transport de METC. La convention d'interconnexion de producteur est valide jusqu'à ce qu'elle soit remplacée par un contrat exigé par MISO ou jusqu'à ce que METC et Consumers Energy Company y mettent fin sur entente réciproque, mais elle se termine au plus tard à la date à laquelle tous les producteurs y étant énumérés cessent leurs activités commerciales.

ITC Midwest

IPL exploite le réseau de distribution d'électricité auquel le réseau de transport de ITC Midwest est raccordé. ITC Midwest est partie à divers contrats d'exploitation avec IPL qui régissent l'exploitation et l'entretien de son réseau de transport. Ces contrats incluent les suivants :

Convention d'interconnexion, de distribution et de transport. La Convention d'interconnexion, de distribution et de transport (la « CIDT »), datée du 17 décembre 2007 et modifiée et refondue en date du 1^{er} décembre 2016, régit les droits, les responsabilités et les obligations de ITC Midwest et de IPL concernant l'utilisation de certains de leurs propres actifs, propriétés et installations et de ceux des autres parties, ainsi que la construction de nouvelles installations ou la modification d'installations existantes. De plus, la CIDT énonce les modalités aux termes desquelles l'équipement, les installations et le matériel d'interconnexion de IPL demeurent raccordés aux installations de ITC Midwest grâce auxquelles ITC Midwest fournit le service de transport aux termes du tarif d'accès libre au transport de l'énergie et aux réserves d'exploitation de MISO (MISO Open Access Transmission Energy and Operating Reserve Markets Tariff). La CIDT demeurera en vigueur jusqu'à ce que les parties y mettent fin sur entente réciproque (sous réserve des approbations requises de la FERC) ou tant qu'un point d'interconnexion de IPL est raccordé aux installations de ITC Midwest, à moins d'un changement par entente écrite des parties.

Convention d'interconnexion de gros producteur. ITC Midwest, IPL et MISO ont conclu la convention d'interconnexion de gros producteur (la « CIGP »), datée du 20 décembre 2007 et modifiée en date du 6 août 2013, afin d'établir, de rétablir et de maintenir l'interconnexion électrique directe des actifs de production d'électricité de IPL au réseau de transport de ITC Midwest pour le transport de l'énergie électrique en provenance et à destination des installations de production de l'électricité. La CIGP demeurera en vigueur jusqu'à ce que ITC Midwest y mette fin ou jusqu'à ce que IPL choisisse de la résilier si une unité particulière cesse d'être en exploitation commerciale pendant trois années consécutives.

UNS Energy

UNS Energy est une société de portefeuille de services publics à intégration verticale ayant son siège social à Tucson, en Arizona. Elle exerce ses activités par l'intermédiaire de ses filiales 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 669 000 clients de l'électricité et du gaz. 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 d'exploitation de UNS Energy, est une entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement. TEP sert environ 420 000 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. À peu près 1 200 000 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 à intégration verticale qui produit et transporte de l'électricité et en distribue à environ 95 000 clients de détail dans les comtés de Mohave et de Santa Cruz en Arizona, dont la population cumulée est d'à peu près 251 000 personnes.

TEP et UNS Electric sont actuellement propriétaires de ressources de production d'une capacité globale de 2 994 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, est censée, selon les attentes, satisfaire aux besoins de sa clientèle et répondre aux exigences de la demande de pointe future. En date du 31 décembre 2016, la capacité de production était alimentée au charbon dans une proportion approximative de 47 %.

UNS Gas est une entreprise réglementée de services publics de distribution de gaz qui sert quelque 154 000 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 d'à peu près 721 000 personnes.

Marché et ventes

Les ventes d'électricité de UNS Energy ont totalisé 14 387 GWh en 2016, contre 15 366 GWh pour 2015. 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 2016 et 2015. Les revenus se sont établis à 1 513 millions de dollars US pour 2016, en regard de 1 588 millions de dollars US pour 2015.

Le tableau suivant indique la composition des revenus, des ventes d'électricité et des volumes de gaz de UNS Energy selon les catégories de clients en 2016 et en 2015.

	Revenus (%)		Ventes en GWh (%)		Volumes en PJ (%)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Résidentiels	38,0	37,3	31,8	29,8	54,6	55,1
Commerciaux	23,4	22,5	19,3	17,7	23,8	23,7
Industriels	16,3	17,0	21,9	21,8	2,0	2,0
Autres ¹⁾	22,3	23,2	27,0	30,7	19,6	19,2
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Inclut les ventes d'électricité et les volumes de gaz à d'autres entités aux fins de revente et les revenus 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 2 696 MW dont elle est propriétaire et de son réseau de transport et de distribution dont les lignes s'étendent sur quelque 15 700 kilomètres. En 2016, TEP a répondu à une demande de pointe de 2 936 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 2016, la capacité de production de TEP était tel qu'il est indiqué dans le tableau ci-dessous :

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⁾	1	Springerville, AZ	1985	Charbon	387	TEP	100,0	387
Centrale Springerville ²⁾	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	3	Gila Bend, AZ	2003	Gaz	550	Ethos	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	104	TEP	100,0	104
Centrale Sundt	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 ³⁾		Ft. Huachuca, AZ	2014	Solaire	17	TEP	100,0	17
Capacité totale ⁴⁾								2 696

¹⁾ En septembre 2016, TEP a acheté une participation indivise de 50,5 % dans l'unité 1 de Springerville moyennant 85 millions de dollars US dans le cadre d'une convention de règlement, portant sa propriété totale à 100 %.

²⁾ L'unité 2 de Springerville appartient à San Carlos Resources, Inc., une filiale en propriété exclusive de TEP.

³⁾ En janvier 2017, une deuxième phase du projet Ft. Huachuca a été mise en service, ajoutant 5 MW d'énergie solaire à la capacité de production totale de TEP.

⁴⁾ À l'exclusion de ressources de production supplémentaires de 781 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 66 % de sa capacité de pointe de 450 MW requise pour 2016.

La capacité de production de UNS Electric en date du 31 décembre 2016 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	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
Capacité totale								298

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 (196 MW), de ressources éoliennes (80 MW) et d'une centrale alimentée aux gaz d'enfouissement (4 MW). UNS Electric satisfait à ses besoins en énergie renouvelable 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 (48 MW) et de ressources éoliennes (10 MW).

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.

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 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 1 088 MW en 2016.

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 2016, le réseau de gaz naturel de Central Hudson a répondu à une demande de pointe de 149 TJ.

Marché et ventes

Les ventes d'électricité de Central Hudson ont été de 5 112 GWh pour 2016, comparativement à 5 132 GWh pour 2015. Les volumes des ventes de gaz naturel pour 2016 ont été de 24 PJ, en comparaison de 24 PJ pour 2015. Les revenus pour 2016 ont été de 640 millions de dollars US, comparativement à 691 millions de dollars US en 2015.

Le tableau suivant indique la composition des revenus, des ventes d'électricité et des volumes de gaz de Central Hudson selon les catégories de clients en 2016 et en 2015.

	Revenus (%)		Ventes en GWh (%)		Volumes PJ (%)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Résidentiels	61,3	59,2	41,4	40,6	24,6	26,1
Commerciaux	26,7	26,4	37,5	38,0	33,0	33,1
Industriels	4,4	5,0	19,5	19,7	21,8	20,2
Autres	5,5	6,9	0,6	0,7	7,4	7,7
Ventes pour la revente	2,1	2,5	1,0	1,0	13,2	12,9
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	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 minimale, 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 revenus d'une durée de dix ans, aux termes de laquelle Central Hudson bénéficie d'une quote-part des revenus tirés des ventes d'électricité attribuables à l'unité n° 2 de la centrale nucléaire Nine Mile Point.

En 2016, Central Hudson a conclu une entente avec Entergy Nuclear Power Marketing, LLC pour acheter de l'électricité selon un nombre d'unités obligatoires à des prix définis, entre le 1^{er} décembre 2016 et le 31 mars 2017. L'engagement maximum aux termes de cette entente est d'environ 3,3 millions de dollars US. L'énergie fournie dans le cadre de cette entente a coûté environ 0,5 millions de dollars US en 2016.

En 2015, Central Hudson a conclu des contrats d'achat d'électricité sur une base conditionnelle par unité à des prix définis en périodes de pointe de juin 2015 à août 2016, qui remplacent les contrats existants ayant expiré en mars 2015. L'énergie fournie aux termes de ces contrats a coûté quelque 9,6 millions de dollars US en 2016.

Central Hudson est partie à des CAE pour l'achat d'une capacité à la centrale Danskammer qui expire en août 2018, et à la centrale Roseton, qui expire en avril 2017. Des sommes approximatives respectives de 48,2 millions de dollars US et de 2,7 millions de dollars US demeuraient en cours en date du 31 décembre 2016 aux termes des engagements d'achat.

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.

Services publics réglementés de gaz et d'électricité au Canada

FortisBC Energy

FortisBC Energy est le plus important distributeur de gaz naturel en Colombie-Britannique, servant environ 994 000 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 terres continentales, de l'île de Vancouver et de Whistler de la Colombie-Britannique. FortisBC Energy fournit des services de transport et de distribution aux clients et obtient 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 49 000 kilomètres et a répondu à une demande quotidienne de pointe de 1 334 TJ en 2016.

Marché et ventes

Les volumes de ventes de gaz naturel par FortisBC Energy se sont établis à 197 PJ en 2016, par rapport à 186 PJ en 2015. Les revenus sont passés de 1 295 millions de dollars en 2015 à 1 151 millions de dollars en 2016.

Le tableau suivant présente la composition des revenus et des volumes de gaz naturel selon les catégories de clients de FortisBC Energy pour 2016 et 2015.

	Revenus (%)		Volumes en PJ (%)	
	2016	2015	2016	2015
Résidentiels	57,0	56,8	36,0	35,8
Commerciaux	27,5	29,1	21,8	23,0
Industriels	1,7	1,7	2,0	1,6
Transport	9,3	7,8	34,5	33,7
Autres ¹⁾	4,5	4,6	5,7	5,9
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Y compris les montants aux termes de contrats à revenu fixe, ainsi que les revenus d'autres sources que la vente de gaz naturel et d'autres rajustements au titre de la réglementation, comme les mécanismes de report, qui sont constatés aux fins de la tarification.

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. FortisBC Energy conclut des contrats visant environ 144 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 35,2 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 0,73 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 1,2 million de dollars par année aux termes du PIRAG, et les économies restantes sont transmises aux clients par le truchement de tarifs réduits. Pour les douze mois du contrat de gaz terminés le 31 octobre 2016, 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. En août 2016, FortisBC Energy a reçu l'approbation de la Commission pour le renouvellement du programme PIRAG à compter du 1^{er} novembre 2016 jusqu'au 31 octobre 2019.

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.

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. Le 17 juin 2016, la BCUC a approuvé la demande de FortisBC Energy. En date du 31 décembre 2016, comme les prix cibles du marché et les limites maximums des volumes n'avaient pas été atteints, les stratégies relatives au risque lié aux prix n'ont pas été instaurées.

Dégrouperment

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. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2016, environ 4 % des clients commerciaux admissibles et 3 % des clients résidentiels admissibles participaient au programme en achetant leur approvisionnement auprès d'autres fournisseurs.

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 122 000 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 549 000 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 2 581 MW en 2016.

Marchés et ventes

Les livraisons annuelles d'électricité de FortisAlberta ont régressé, passant de 17 132 GWh en 2015 à 16 788 GWh en 2016. Les revenus ont atteint 572 millions de dollars en 2016, en regard de 563 millions de dollars en 2015.

Puisqu'une tranche importante des revenus 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 revenus. Les revenus dépendent de nombreuses variables, dont beaucoup sont indépendantes des livraisons réelles d'énergie.

Le tableau suivant présente la composition des revenus et des livraisons d'électricité de FortisAlberta selon les catégories de clients pour les exercices 2016 et 2015.

	Revenus (%)		Livraisons en GWh (%) ¹⁾	
	2016	2015	2016	2015
Résidentiels	31,0	29,4	18,1	17,5
Commerces, industries et champ pétrolier de grande envergure	20,7	21,9	60,1	60,7
Installations agricoles	13,2	13,5	7,9	7,9
Petits commerces	12,0	12,0	8,1	8,0
Petit champ pétrolier	8,8	9,6	5,4	5,5
Autres ²⁾	14,3	13,6	0,4	0,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Les pourcentages en GWh excluent les livraisons de FortisAlberta en GWh aux clients reliés au réseau de transport. Ces livraisons étaient de 6 524 GWh en 2016 et de 6 663 GWh en 2015, en fonction d'un règlement provisoire qui devrait devenir définitif en mai 2017, et consistaient principalement en des livraisons d'énergie faites à des clients industriels de grande envergure qui sont directement reliés au réseau de transport.

²⁾ Cette catégorie inclut les revenus réalisés à partir d'autres sources que la livraison d'énergie, y compris les revenus provenant du service d'éclairage des voies publiques et des 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 155 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 deux durées subséquentes de cinq ans au maximum. 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.

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 environ 170 000 clients et a répondu à une demande de pointe de 712 MW en 2016. 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 est également responsable 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 au partenariat Waneta établi entre Fortis et 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.

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 3 119 GWh en 2016, comparativement à 3 116 GWh pour 2015. Les revenus ont augmenté, passant de 360 millions de dollars en 2015 à 377 millions de dollars en 2016.

Le tableau suivant présente la composition des revenus et des ventes d'électricité de FortisBC Electric selon les catégories de clients pour les exercices 2016 et 2015.

	Revenus (%)		Ventes en GWh (%)	
	2016	2015	2016	2015
Résidentiels	44,6	45,3	40,4	40,2
Commerciaux	24,3	24,0	29,7	29,1
Ventes en gros	11,8	12,2	17,7	18,6
Industriels	8,2	8,3	12,2	12,1
Autres ¹⁾	11,1	10,2	–	–
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Cette catégorie inclut les revenus provenant de sources autres que la vente d'électricité, y compris les revenus 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 48 % de ses besoins énergétiques et 29 % 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.

Centrale	Puissance (MW)	Propriétaires
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
Total	1 902	

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 est acquis grâce à des CAE à court et à long termes conclus avec diverses contreparties, y compris l'électricité produite par l'Expansion Waneta, un projet hydroélectrique appartenant au partenariat Waneta, qui est détenu en propriété quant à 51 % par Fortis et quant à 49 % par une filiale de CPC/CBT. En 2016, FortisBC Electric a acheté de la capacité et de l'énergie sur le marché pour répondre à ses besoins énergétiques de pointe et optimiser son portefeuille d'approvisionnement énergétique global. Les achats sur le marché au comptant et les achats contractuels ont comblé environ 8 % des besoins d'approvisionnement énergétique de FortisBC Electric en 2016. Les CAE de FortisBC Electric et ses achats sur le marché ont été acceptés par la BCUC, et les coûts engagés avec prudence aux termes de ceux-ci sont transmis aux clients dans les tarifs d'électricité de FortisBC Electric.

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 264 000 clients dans environ 600 collectivités. Newfoundland Power a une puissance génératrice installée de 139 MW et a répondu à une demande de pointe de 1 367 MW en 2016. Newfoundland Power est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 12 000 kilomètres.

Maritime Electric est une entreprise intégrée de services publics d'électricité et le principal distributeur d'électricité sur l'Î.-P.-É., servant environ 79 000 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 dotées d'une puissance combinée de 145 MW et a répondu à une demande de pointe de 265 MW en 2016. Maritime Electric est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur quelque 5 900 kilomètres.

Par l'entremise de ses trois entreprises de services publics en exploitation, 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. FortisOntario est également propriétaire d'une participation de 10 % dans trois sociétés régionales de distribution d'électricité servant à peu près 40 000 clients. FortisOntario a répondu à une demande de pointe combinée de 248 MW en 2016. FortisOntario possède et exploite des lignes de transport et de distribution sur quelque 3 500 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 8 374 GWh en 2016, comparativement à 8 403 GWh en 2015. Les revenus se sont établis à 1 063 millions de dollars en 2016, comparativement à 1 033 millions de dollars en 2015.

Le tableau suivant présente la composition des revenus 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 2016 et 2015.

	Revenus (%)		Ventes en GWh (%)	
	2016	2015	2016	2015
Résidentiels	56,8	56,6	56,9	56,9
Commerciaux et industriels	39,5	40,1	43,0	43,0
Autres ¹⁾	3,7	3,3	0,1	0,1
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Cette catégorie comprend les revenus réalisés à partir d'autres sources que la vente d'électricité.

Approvisionnement en électricité

Newfoundland Power

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

Newfoundland Hydro facture Newfoundland Power pour l'énergie achetée et inclut les 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.

Newfoundland Hydro a soumis diverses demandes à l'étude du PUB, y compris une demande tarifaire générale qui, notamment, établit des tarifs de gros pour Newfoundland Power. L'issue de la demande tarifaire générale est attendue durant la première moitié de 2017. 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 et des actifs de transport connexes, pourraient hausser les prix de l'électricité de façon à nuire aux ventes de Newfoundland Power.

En janvier 2013 et en janvier 2014, Newfoundland Power a subi des pertes d'approvisionnement en électricité causées par Newfoundland Hydro, ce qui a empêché Newfoundland Power de satisfaire à tous les besoins de ses clients. Le PUB mène une enquête et tient une audience sur ces problèmes d'approvisionnement et interruptions de courant du réseau. En septembre 2016, le PUB a rendu son rapport sur la première étape de l'enquête concernant le caractère adéquat et la fiabilité du système d'interconnexion insulaire jusqu'à ce que le raccordement de la centrale hydroélectrique Muskrat Falls ait lieu. Le rapport a indiqué que Newfoundland Power n'a pas causé les pannes de courant, ni n'y a contribué. Il a également précisé qu'il subsistait de grandes inquiétudes concernant le caractère adéquat et la fiabilité de l'approvisionnement provenant de Newfoundland Hydro. La deuxième phase du processus d'enquête et d'audience se poursuit et vise les questions à plus long terme associées au caractère adéquat et à la fiabilité du système d'interconnexion insulaire avec la centrale hydroélectrique Muskrat Falls.

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 et ses 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 77% de l'électricité dont elle avait besoin pour répondre à la demande de ses clients en 2016. 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 avec Énergie NB 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 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 visant un approvisionnement d'environ 237 GWh d'énergie par année et une capacité d'au plus 45 MW au même moment, et le deuxième contrat prévoyant 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. En 2016, Cornwall Electric a négocié avec succès un nouveau contrat qui commence en janvier 2020 et expire en décembre 2030. Le nouveau contrat prévoira quelque 537 GWh d'énergie par année et une capacité maximum de 145 MW au même moment.

Services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes

Le secteur des services publics réglementés d'électricité de la société 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. Caribbean Utilities est une société ouverte dont les titres sont négociés à la Bourse TSX (TSX : CUP.U), et Fortis détenait une participation de propriété majoritaire d'environ 60 % dans cette entreprise de services publics en date du 31 décembre 2016. Fortis Turks and Caicos est une entreprise intégrée de services publics de production, de transport et de distribution desservant les îles Turques et Caïques. Belize Electricity est une entreprise intégrée de services publics d'électricité et le principal distributeur d'électricité au Belize. Les résultats de Belize Electricity ne sont pas inclus dans la description du présent secteur.

Le secteur des services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes sert environ 43,200 clients sur l'île Grand Caïman, les îles Caïman et certaines îles Turques et Caïques et a répondu à une demande de pointe de 143 MW en 2016. L'entreprise de services publics est propriétaire et exploitante de lignes de transport et de distribution sur près de 1,400 kilomètres, y compris des câbles sous-marins sur 24 kilomètres.

Marché et ventes

Les ventes d'électricité des entreprises de services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes se sont élevées à 837 GWh en 2016, comparativement à 802 GWh en 2015. Les produits ont été de 301 millions de dollars pour 2016, contre 321 millions de dollars en 2015.

Le tableau suivant présente la composition des revenus et des ventes d'électricité selon les catégories de clients des services publics réglementés d'électricité aux Caraïbes pour les exercices 2016 et 2015.

	Revenus (%)		Ventes en GWh (%)	
	2016	2015	2016	2015
Résidentiels	44,6	42,9	44,5	43,0
Commerciaux et industriels	54,3	56,2	55,5	57,0
Autres ¹⁾	1,1	0,9	—	—
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Y compris les revenus tirés d'autres sources que la vente d'électricité

Approvisionnement en électricité

Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos comptent sur des centrales au diesel pour produire sur place l'électricité destinée à leurs clients, la capacité de production installée atteignant respectivement 161 MW et 82 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. La quantité combinée approximative aux termes des contrats pour 2017 s'établit à 22,3 millions de gallons impériaux. Fortis Turks and Caicos a un contrat renouvelable auprès d'un important fournisseur pour combler tous ses besoins de combustible diesel associés à la production d'électricité. Aux termes de ce contrat, les besoins de combustible sont d'environ 14 millions de gallons impériaux par année.

En juin 2016, Caribbean Utilities a achevé et mis en service une centrale au diesel 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

la chaleur, ainsi que l'équipement auxiliaire y étant associé. Le projet a été réalisé dans les délais prévus et en deçà du budget, au coût de 79 millions de dollars US.

Activités non réglementées

Activités non réglementées – Infrastructures énergétiques

Le secteur des activités non réglementées, infrastructures énergétiques de la société est surtout constitué d'actifs de production sous contrats à long terme en Colombie-Britannique et au Belize, ainsi qu'à Aitken Creek. Les actifs de production en Colombie-Britannique incluent la participation majoritaire de 51 % de la société dans l'Expansion Waneta de 335 MW, relevant du partenariat Waneta, CPC/CBT détenant la participation restante de 49 %. Tout le débit de l'Expansion Waneta est vendu à BC Hydro et à FortisBC Electric aux termes de contrats d'une durée de 40 ans. Tel qu'il est décrit ci-dessus, FortisBC Electric exploite et entretient l'Expansion Waneta.

Les actifs de production au Belize sont constitués de trois centrales hydroélectriques d'une capacité combinée de 51 MW qui sont détenues par l'entremise de BECOL, la filiale en propriété exclusive indirecte de la société. La totalité de la production de ces centrales est vendue à Belize Electricity aux termes de CAE d'une durée de 50 ans échéant en 2055 et en 2060.

ACGS, qui a été acquise par Fortis en avril 2016, est propriétaire de 93,8 % de Aitken Creek, la seule installation de stockage souterrain de gaz naturel en Colombie-Britannique d'une capacité de gaz de travail totale de 77 milliards de pieds cubes. ACGS conclut des contrats avec des tiers à la fois pour des opérations de location et de parcage et détient également sa propre capacité exclusive.

Les actifs de production en Ontario sont constitués de l'exploitation d'une centrale de cogénération alimentée au gaz de 5MW à Cornwall, qui relève d'une filiale en propriété exclusive de FortisOntario. 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 février 2016, la société a vendu sa centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden de 16 MW en Colombie-Britannique. La société a vendu ses actifs de production hydroélectrique non réglementée dans le nord-ouest de l'État de New York et en Ontario en 2015.

Marché et ventes

Les ventes d'énergie provenant des actifs d'infrastructures énergétiques non réglementés se sont établies à 901 GWh en 2016, comparativement à 844 GWh en 2015. Les revenus provenant des ventes d'énergie, surtout à l'Expansion Waneta et au Belize, se sont élevés à 193 millions de dollars en 2016, en regard de 107 millions de dollars en 2015. Les ventes d'énergie en 2016 ont eu des répercussions sur la contribution de l'Expansion Waneta sur une année complète. Les revenus incluaient également les revenus tirés de la location d'entreposage à Aitken Creek, pour un total de 65 millions de dollars à compter de la date d'acquisition en avril 2016. Les ventes d'énergie et les revenus 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.

Activités non réglementées – Autres que les services publics

Le secteur des activités non réglementées autres que les services publics de la société incluait auparavant Fortis Properties. 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.

Siège social et autres

Le secteur siège social et autres permet de saisir les éléments de dépenses et de revenus qui ne sont pas précisément liés à un secteur isolable, de même que les activités qui se trouvent sous le seuil requis pour être présentées en tant que secteurs distincts. Le secteur siège social et autres comprend le montant net des dépenses du siège social de Fortis et des dépenses de sociétés de portefeuille non réglementées de FHI, de CH Energy Group et de UNS Energy Corporation. Ce secteur inclut aussi les résultats financiers de FAES. FAES est une filiale en propriété exclusive de FHI qui propose des solutions d'énergies renouvelables, y compris des systèmes d'énergie thermique et de géoéchange.

RESSOURCES HUMAINES

En date du 31 décembre 2016, Fortis et ses filiales comptaient plus de 8 000 employés, dont 52 % au Canada, 44 % aux É.-U. et 4 % dans d'autres pays. Le tableau suivant présente la répartition des employés en équivalent temps plein parmi les filiales et le siège social de la société.

	Employés	Participation à une convention collective	Syndicat(s)	Date(s) d'expiration des conventions collectives en vigueur
Services publics d'électricité et de gaz réglementés – États-Unis				
ITC	660	Aucune	–	–
UNS Energy	2 023	53 %	FIOE	Février 2017 ¹⁾ – Juin 2019
Central Hudson	992	59 %	FIOE	Avril 2017
Services publics de gaz et d'électricité réglementés – Canada				
FortisBC Energy	1 644	70 %	FIOE, SEPB	Mars 2017 – Mars 2019
FortisAlberta	1 132	81 %	UUWA	Décembre 2017
FortisBC Electric	490	69 %	FIOE, SEPB	Mars 2017 – Décembre 2018
Est du Canada	1 011	60 %	FIOE, SEPB, Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique	Septembre 2017 – Décembre 2019
Services publics d'électricité réglementés – Caraïbes ²⁾				
	372	Aucune	–	–
Non-réglementés				
Infrastructures énergétiques ³⁾	51	Aucune	–	–
Siège social et autres ⁴⁾				
	50	Aucune	–	–
Total	8 425	56 %	–	–

¹⁾ La convention collective avec la section locale n° 387 de la FIOE, qui vise à la fois UNS Electric et UNS Gas dans le comté de Santa Cruz, a été renégociée et a débouché sur un projet d'entente qui expire en février 2020. La direction ne prévoit aucun obstacle à la finalisation de l'entente avant l'expiration de la convention existante.

²⁾ À l'exclusion de Belize Electricity

³⁾ Y compris les employés de BECOL et de ACGS. Les activités reliées aux infrastructures énergétiques en Colombie-Britannique et en Ontario relèvent des employés de FortisBC Inc. et de FortisOntario, respectivement.

⁴⁾ Y compris les employés de Fortis Inc. et de FAES.

Les filiales de la société doivent assurer le perfectionnement de leur personnel compétent et le fidéliser dans le cadre de leurs exploitations. Bon nombre des employés des entreprises de services publics de la société possèdent des talents et une formation spécialisés, et Fortis doit rivaliser sur le marché pour de tels travailleurs. L'important programme d'immobilisations consolidé de la société pourrait présenter des défis, car les entreprises de services publics de celle-ci devront s'assurer de disposer de la main-d'œuvre qualifiée nécessaire à la réalisation des projets en immobilisations.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

Il n'y a aucune poursuite judiciaire à laquelle la société est ou a été partie ou qui met ou a mis en cause ses biens pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2016, et il n'y a non plus de poursuite qui, à la connaissance de la société, est envisagée et qui comporte une action en dommages-intérêts représentant plus de 10 % des actifs de la société.

Des renseignements sur les poursuites visant la société figurent à la note 34 des états financiers consolidés audités de la société pour 2016, qui sont intégrés aux présentes par renvoi.

Les entreprises des 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. Il n'y a eu aucune a) amende ou sanction

infligée à la société par un tribunal en vertu de la législation sur les valeurs mobilières ou par un organisme de réglementation pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2016; b) autre amende ou sanction infligée à la société par un tribunal ou par un organisme de réglementation et qui serait vraisemblablement considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision de placement; ni aucun c) règlement à l'amiable conclu par la société devant un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou avec un organisme de réglementation pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2016.

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, il y a lieu de consulter 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 de la société pour 2016.

FACTEURS DE RISQUE

Pour de plus amples renseignements au sujet des risques commerciaux auxquels la société est exposée, il y a lieu de consulter la rubrique « Gestion des risques d'affaires » du rapport de gestion de la société, qui est intégrée dans la présente notice annuelle par renvoi.

RESPONSABILITÉ SOCIALE DE L'ENTREPRISE

Politiques sociales et environnementales

La société et ses entreprises de services publics ont chacune un éventail de politiques, de pratiques et de programmes sociaux et environnementaux. Fortis a un code de déontologie commerciale qui énonce les normes de la société en matière de conduite éthique pour son entreprise, qui s'applique à l'ensemble de ses administrateurs, dirigeants et employés, et dans la mesure du possible, également aux consultants, entrepreneurs et représentants de Fortis et de chacune de ses filiales.

En 2015, Fortis a adopté une politique sur la diversité qui décrit les principes sous-tendant la démarche de la société en matière de diversité, ainsi que ses objectifs relatifs à la diversité au sein de son équipe de direction au conseil et à la haute direction. Pour plus de renseignements sur la politique sur la diversité de la société, il y a lieu de consulter la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de la société datée du 18 mars 2016.

Chacune des filiales d'exploitation est une entité indépendante responsable de la mise en œuvre de politiques, de programmes et de pratiques adhérant aux normes établies dans les politiques de la société, tout en tenant compte de la compétence et de l'environnement d'exploitation unique de la filiale. Les politiques sociales et environnementales en place au sein des entreprises de services publics de la société incluent, notamment, un code de déontologie, des politiques en matière de santé, de sécurité et d'environnement, des politiques sur la diversité, des politiques sur l'égalité des chances, un milieu de travail respectueux, des politiques sur le harcèlement et la violence en milieu de travail, des politiques sur la non-discrimination fondée sur la déficience et des politiques sur le logement. Tout particulièrement, la déclaration environnementale de la société oblige les filiales à respecter l'ensemble des lois et règlements applicables concernant la protection de l'environnement, à effectuer régulièrement la surveillance et des audits des systèmes de gestion environnementale et à rechercher des occasions possibles et rentables de diminuer les émissions de GES et d'accroître les sources d'énergie renouvelable.

Réglementation environnementale

La société et ses filiales sont assujetties à divers règlements, lois et lignes directrices des autorités fédérales, provinciales, étatiques et municipales concernant la protection de l'environnement. Le respect des lois, des règlements et des lignes directrices en matière d'environnement engendre des coûts d'exploitation et des dépenses en immobilisations considérables. Pour les services publics réglementés de la société, les coûts d'exploitation et les dépenses en immobilisations engagés avec prudence qui sont associés aux initiatives relatives à la protection de l'environnement, au respect des lois, des règlements et des lignes directrices sur l'environnement, ainsi qu'aux dommages environnementaux peuvent en général être recouverts dans les tarifs des clients. Il n'y a toutefois aucune assurance que tous ces coûts seront récupérés, ni que le recouvrement continu dans les tarifs des clients sera permis.

Les services publics réglementés de la société sont principalement constitués d'actifs de transport et de distribution, qui ont peu d'émissions directes de GES. Les émissions de GES de la société proviennent surtout des actifs de production de celle-ci, y compris les émissions des actifs de production alimentée au charbon de UNS Energy dans les États de l'Arizona et du Nouveau-Mexique. En raison des incertitudes actuelles entourant la réglementation fédérale et étatique des émissions de GES aux États-Unis, la société ne peut prévoir l'issue ultime des initiatives visant à réglementer les émissions de GES, ni l'étendue de leur incidence potentielle. Voir la rubrique « Gestion des risques

d'affaires » dans le rapport de gestion de la société. Toutefois, compte tenu du portefeuille varié d'actifs de la société et de l'importance accordée à la transmission d'énergie renouvelable aux clients d'une manière rentable, il existe des occasions de diminuer les émissions de GES et de réduire l'exposition de la société à toute obligation future de réduction des GES ou à toute taxe sur le carbone aux États-Unis. Les services publics de la société continueront de tenter de recouvrer les coûts relatifs à la conformité qu'ils auront engagés avec prudence au moyen des mécanismes de réglementation appropriés. Il n'y a toutefois aucune assurance que tous ces coûts pourront être recouverts.

Éventualités environnementales

TEP

Centrale San Juan. En février 2013, WEG a produit une requête en révision auprès de la District Court des États-Unis pour le district du Colorado 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 SJCC à San Juan. Les allégations de WEG concernant la mine de 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 défendeurs fédéraux ont enfreint la loi NEPA par l'approbation des plans de mine, l'annulation, le renversement et le renvoi des diverses approbations et modifications aux plans de mine, l'interdiction aux défendeurs 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 à la District Court des États-Unis pour le district du Nouveau-Mexique, où l'affaire se poursuit maintenant. Le 18 juillet 2016, les défendeurs fédéraux ont produit une requête demandant que l'affaire soit volontairement renvoyée à l'OSM pour que celui-ci puisse préparer un nouvel énoncé des incidences environnementales en vertu de la loi NEPA concernant les impacts de l'approbation du plan de mine de la mine San Juan. En août 2016, la cour a rendu une ordonnance accueillant la requête pour renvoi des défendeurs fédéraux leur permettant de mener d'autres analyses environnementales et de réaliser un énoncé des incidences environnementales d'ici le 31 août 2019. L'ordonnance prévoyait que la décision de l'OSM approuvant le plan de mine demeurerait en vigueur durant ce processus. L'ordonnance prévoit de plus que si l'EIE n'était pas terminée d'ici le 31 août 2019, une ordonnance annulant le plan de mine approuvé entrera alors immédiatement en vigueur en l'absence d'une autre ordonnance de la cour. TEP ne peut actuellement prévoir l'issue de cette affaire ni estimer la valeur de toute incidence potentielle.

Centrale Four Corners. Le 20 avril 2016, plusieurs groupes environnementaux ont produit une poursuite judiciaire dans la District Court des États-Unis pour le district de l'Arizona contre l'OSM et d'autres organismes fédéraux en vertu de la loi intitulée *Endangered Species Act* alléguant que la confiance accordée par l'OSM à l'avis biologique et à l'énoncé de prise accessoire préparés à l'égard d'un examen environnemental fédéral n'était pas conforme aux lois applicables. L'examen environnemental a été entrepris dans le cadre du processus d'examen, par le département de l'intérieur des États-Unis, nécessaire pour permettre l'efficacité des modifications locatives et des renouvellements des droits de passage connexes pour la centrale Four Corners. Ce processus d'examen nécessitait également des évaluations des incidences environnementales en vertu de la loi NEPA et s'est terminé par la délivrance d'un rapport de décision justifiant les mesures de l'organisme de prolonger la durée de la centrale Four Corners et de la mine Navajo adjacente. En outre, la poursuite judiciaire allègue que ces organismes fédéraux ont enfreint à la fois la loi intitulée *Endangered Species Act* et la loi NEPA en accordant les approbations fédérales nécessaires à la prolongation des activités à la centrale Four Corners et à la mine Navajo après le 6 juillet 2016. La poursuite judiciaire recherche diverses formes de redressement, y compris une conclusion selon laquelle les défendeurs fédéraux ont enfreint la loi intitulée *Endangered Species Act* et la loi NEPA par la délivrance du rapport de décision, la mise de côté et le renvoi de l'avis biologique et du rapport de décision et l'interdiction aux défendeurs fédéraux d'autoriser tout élément de la centrale Four Corners et de la mine Navajo dans l'attente de la conformité avec la loi NEPA. En juillet 2016, les défendeurs ont répondu à la plainte, et l'APS, l'exploitante de la centrale Four Corners, a produit une requête en intervention dans cette affaire. La requête de l'APS a été accueillie en août 2016. Un exposé sur le fond devrait se poursuivre jusqu'en mai 2017. NTEC, la société qui est propriétaire de la mine Navajo, a produit une requête en intervention en septembre 2016 afin de faire rejeter la poursuite judiciaire sur le fondement de l'immunité tribale absolue de NTEC. TEP ne peut actuellement prévoir l'issue de cette affaire, ni estimer la valeur de toute incidence potentielle.

Remise en état des mines aux centrales non exploitées par TEP. TEP paie les coûts de remise en état associés aux mines de charbon qui approvisionnent les installations de production dans lesquelles elle détient une participation de

propriété, 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 dans les coûts de remise en état pour les trois mines devrait s'élever à 61 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 des mines comptabilisé en date du 31 décembre 2016 s'élevait à 25 millions de dollars US 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 seront reportés à titre d'actif réglementaire.

Central Hudson

Anciennes installations des UGM. Central Hudson a des coûts de remise en état associés aux anciennes installations des UGM qu'elle et ses prédécesseurs possédaient et/ou exploitaient à sept endroits dans le territoire de franchise de Central Hudson. Le New York State Department of Environmental Conservation, qui réglemente le moment et l'ampleur des mesures de remise en état des emplacements des UGM dans l'État de New York, a demandé à Central Hudson de faire enquête sur l'état de ces emplacements et, s'il y a lieu, de procéder à leur remise en état aux termes d'une ordonnance sur consentement, d'un accord de nettoyage volontaire ou d'un accord de nettoyage des friches industrielles. En date du 31 décembre 2016, Central Hudson avait constaté une obligation de 73 millions de dollars US pour les activités d'enquête et de remise en état des sites. Tel que le lui permet la New York State Public Service Commission, Central Hudson est actuellement autorisée à recouvrer les coûts reliés aux activités d'enquête et de remise en état des UGM dans les tarifs des clients.

STRUCTURE DU CAPITAL ET DIVIDENDES

Description de la structure du capital

Le capital-actions autorisé de la société est constitué d'un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale, d'un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, sans valeur nominale et d'un nombre illimité d'actions privilégiées de deuxième rang, sans valeur nominale.

En date du 15 février 2017, la société avait 401,6 millions d'actions ordinaires, 5,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série F, 9,2 millions d'actions privilégiées de premier rang, série G, 7,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série H, 3,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série I, 8,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série J, 10,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série K et 24,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série M émises et en circulation.

Pour un sommaire des modalités des titres autorisés de la société, ainsi que pour des renseignements sur les opérations effectuées sur les titres cotés en bourse de la société, il y a lieu de consulter le supplément A et le supplément B de la présente notice annuelle de 2016.

Dividendes et distributions

La déclaration et paiement de dividendes sur les actions ordinaires et les actions privilégiées de premier rang de la société sont laissés à la discrétion du conseil. Les dividendes sur les actions ordinaires sont payés chaque trimestre, les 1^{er} mars, juin, septembre et décembre de chaque année. Les dividendes sur les actions privilégiées de premier rang, séries F, G, H, I, J, K et M de la société sont payés chaque trimestre.

En septembre 2016, Fortis a augmenté son dividende par action ordinaire de 6,7 % à 0,40 \$ par action, soit 1,60 \$ sur une base annualisée. En décembre 2016, le conseil a déclaré un dividende pour le premier trimestre de 2017 sur les actions ordinaires au montant de 0,40 \$ par action et sur les actions privilégiées de premier rang, séries F, G, H, I, J, K et M conformément au taux annuel prescrit. Les dividendes du premier trimestre sur les actions ordinaires et les actions privilégiées de premier rang, séries F, G, H, I, J, K et M doivent être versés le 1^{er} mars 2017 aux porteurs inscrits en date du 16 février 2017.

Fortis continue de cibler une croissance annuelle moyenne des dividendes de 6 % jusqu'en 2021. 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, l'exécution fructueuse du programme de dépenses en immobilisations sur cinq ans et la confiance continue de la direction dans la solidité du portefeuille diversifiée de services publics de la société et ses antécédents d'excellence opérationnelle.

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

	2016	2015	2014
Actions ordinaires	1,5500 \$	1,4300 \$	1,3000 \$
Actions privilégiées de premier rang, série E ¹⁾	0,6126 \$	1,2250 \$	1,2250 \$
Actions privilégiées de premier rang, série F ²⁾	1,2250 \$	1,2250 \$	1,2250 \$
Actions privilégiées de premier rang, série G ³⁾	0,9708 \$	0,9708 \$	0,9708 \$
Actions privilégiées de premier rang, série H ⁴⁾	0,6250 \$	0,7344 \$	1,0625 \$
Actions privilégiées de premier rang, série I ⁵⁾	0,4874 \$	0,3637 \$	-
Actions privilégiées de premier rang, série J ²⁾	1,1875 \$	1,1875 \$	1,1875 \$
Actions privilégiées de premier rang, série K ⁶⁾	1,0000 \$	1,0000 \$	1,0000 \$
Actions privilégiées de premier rang, série M ⁷⁾	1,0250 \$	1,0250 \$	0,4613 \$

- ¹⁾ En septembre 2016, la société a racheté la totalité des actions privilégiées de premier rang, série E émises et en circulation.
- ²⁾ Le taux de dividende sur les actions privilégiées de premier rang, série F et les actions privilégiées de premier rang, série J est fixe et n'est pas rétabli.
- ³⁾ Le taux fixe du dividende annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série G a été rétabli, passant de 1,3125 \$ à 0,9708 \$, pour la période de cinq ans allant du 1^{er} septembre 2013, inclusivement, au 1^{er} septembre 2018, exclusivement.
- ⁴⁾ 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 allant du 1^{er} juin 2015, inclusivement, au 1^{er} juin 2020, exclusivement.
- ⁵⁾ Les actions privilégiées de premier rang, série I donnent droit à des dividendes cumulatifs à taux variables, 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 %.
- ⁶⁾ 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.
- ⁷⁾ 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.

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 des dividendes privilégiés cumulatifs relatives aux actions privilégiées qui ne sont pas émises à titre de dividendes en actions), ni verser quelque 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 1,3 milliard de dollars venant à échéance en juillet 2021 et pouvant servir aux fins générales de l'entreprise. 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 %. Dans le cadre de l'acquisition de ITC Holdings, la société a conclu une facilité de crédit-relais en capitaux propres non garantie qui contient également un engagement sensiblement similaire.

En date des 31 décembre 2016 et 2015, la société était en conformité avec les clauses restrictives applicables aux distributions de dividendes, tel qu'il est décrit ci-dessus.

Placements antérieurs

Le 4 octobre 2016, la société a émis pour un montant en capital global de 500 millions de dollars US de billets non garantis à 2,100 % échéant en 2021 et pour un montant en capital global de 1,5 milliard de dollars US de billets non garantis à 3,055 % échéant en 2026. Le 12 décembre 2016, la société a émis pour un montant en capital global de 500 millions de dollars de billets non garantis à 2,85 % échéant le 12 décembre 2023. Les billets émis par Fortis en 2016 ne sont inscrits à la cote d'aucune bourse ni ne sont négociés par le public.

Notations du crédit

Les titres émis par Fortis et par ses entreprises de services publics auxquelles une note est attribuée sans 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 constituent pas des recommandations d'achat, de vente ou de détention de titres. Les notes peuvent être révisées ou retirées en tout temps par l'agence de notations. Le tableau suivant présente sommairement les notations des titres de créance de la société en date du 15 février 2017.

Société	Titre	DBRS	S&P	Moody's
Fortis ^{1) 2)}	Dettes non garanties	BBB (élevée) – stable	BBB+, stable	Baa3, stable
Caribbean Utilities ^{3) 4)}	Dettes de premier rang non garanties	A (faible), stable	A-, stable	–
Central Hudson ^{3) 5) 6)}	Dettes non garanties	–	A-, stable	A2, stable
FortisBC Energy	Dettes non garanties	A, stable	–	A3, stable
FortisAlberta ^{3) 4)}	Dettes de premier rang non garanties	A (faible), stable	A-, stable	–
FortisBC Electric	Dettes garanties	A (faible), stable	–	–
	Dettes non garanties	A (faible), stable	–	Baa1, stable
Fortis Turks and Caicos	Dettes de premier rang non garanties	–	BBB, stable	–
ITC Holdings	Dettes de premier rang non garanties	–	BBB+, stable	Baa2, stable
	Papier commercial	–	A-2, stable	Préférentiel-2, stable
ITC Great Plains	Obligations de première hypothèque	–	A, stable	A1, stable
ITC Midwest	Obligations de première hypothèque	–	A stable	A1, stable
ITCTransmission	Obligations de première hypothèque	–	A, stable	A1, stable
Maritime Electric ^{3) 7)}	Dettes de premier rang garanties	–	A, stable	–
METC	Dettes de premier rang garanties	–	A, stable	A1, stable
Newfoundland Power	Obligations de première hypothèque	A, stable	–	A2, stable
TEP ^{3) 8)}	Dettes non garanties	–	BBB+, stable	–
	Dettes de premier rang non garanties	–	–	A3, stable
UNS Energy	Dettes de premier rang garanties	–	–	Baa1, stable

¹⁾ 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. En octobre 2016, après la réalisation de l'acquisition de ITC, DBRS a révisé sa notation des titres d'emprunt non garantis de la société en le faisant passer de A (faible) à BBB (élevée) et a changé la notation du crédit de la société sous surveillance avec perspective négative à une perspective stable, tandis que S&P

a confirmé les notations du crédit à long terme et des titres d'emprunt non garantis de la société, puis a révisé sa perspective en la faisant passer de négative à stable.

- 2) En septembre 2016, Moody's a commencé à noter Fortis et a attribué à la société une notation du crédit d'émetteur de Baa3, de même qu'une notation des titres d'emprunt non garantis de Baa3, chacune avec une perspective stable.
- 3) 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.
- 4) En octobre 2016, après la réalisation de l'acquisition de ITC, S&P a confirmé la notation de A- des titres d'emprunt de FortisAlberta et de Caribbean Utilities et a révisé sa perspective de négative à stable.
- 5) En juin 2016, S&P a abaissé la notation des titres d'emprunt de premier rang non garantis de Central Hudson en la faisant passer de A à A- et a révisé sa perspective de négative à stable.
- 6) La dette de premier rang non garantie de Central Hudson a également été notée A-, perspective stable par Fitch.
- 7) En mars 2016, S&P a confirmé la notation de A des titres d'emprunt garantis de Maritime Electric et a révisé sa perspective de négative à stable.
- 8) En juillet 2016, S&P a confirmé la notation de BBB+ des titres d'emprunt non garantis de TEP et a révisé sa perspective de négative à stable.

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. Les titres d'emprunt notés BBB démontrent des paramètres de protection adéquats. Toutefois, une conjoncture économique défavorable ou une situation évolutive sont plus susceptibles d'affaiblir la capacité de l'émetteur de respecter son engagement financier à l'égard de l'obligation.

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 et(ou) chacun de ses services publics actuellement notés versent à DBRS, à Fitch, à S&P et(ou) à Moody's des frais annuels de suivi et des frais non récurrents à l'égard de chaque émission notée. En 2016 et 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 de ITC.

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^e anniversaire de leur première élection au conseil.

Le tableau suivant présente, en date du 15 février 2017, le nom, la province ou l'État et le pays 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 4 mai 2017.

Nom et lieu de résidence	Comités			Administrateur depuis	Postes principaux au cours des cinq dernières années
	Audit	Gouvernance et mises en candidature	Ressources humaines		
TRACEY C. BALL (Alberta), Canada	X			Mai 2014	M ^{me} Ball, 59 ans, administratrice de sociétés, a été vice-présidente directrice et chef des finances du groupe de Canadian Western Bank de 2006 jusqu'à son départ à la retraite en septembre 2014. M ^{me} Ball siège en tant qu'administratrice de FortisAlberta et est présidente de ce conseil.
PIERRE J. BLOUIN (Québec), Canada		X	X	Mai 2015	M. Blouin, 58 ans, administrateur de sociétés, a été chef de la direction de Manitoba Telecom Services, Inc., de 2005 jusqu'à son départ à la retraite en décembre 2014.
PETER E. CASE (Ontario), Canada	P	X		Mai 2005	M. Case, 62 ans, administrateur de sociétés, est président du comité d'audit depuis mars 2011.
MAURA J. CLARK New-York, É.-U.	X	X		Mai 2015	M ^{me} Clark, 58 ans, administratrice de sociétés, a pris sa retraite en mars 2014 à titre de présidente des services aux entreprises de Direct Energy, une filiale de Centrica plc., un poste qu'elle occupait depuis 2007.
MARGARITA K. DILLEY Virginie, É.-U.	X			Mai 2016	M ^{me} Dilley, 59 ans, administratrice de sociétés, est administratrice de CH Energy Group depuis 2004 et est présidente de ce conseil.

Nom et lieu de résidence	Comités			Administrateur depuis	Postes principaux au cours des cinq dernières années
	Audit	Gouvernance et mises en candidature	Ressources humaines		
IDA J. GOODREAU (Colombie-Britannique), Canada		X	P	Mai 2009	M ^{me} Goodreau, 65 ans, administratrice de sociétés, est administratrice de FortisBC Energy et de FortisBC Inc. depuis 2007 et 2010, respectivement. M ^{me} Goodreau est présidente du comité de gouvernance de FortisBC Energy et de FortisBC Inc.
DOUGLAS J. HAUGHEY (Alberta), Canada	X	X	X	Mai 2009	M. Haughey, 60 ans, administrateur de sociétés, a été chef de la direction de The Churchill Corporation entre août 2012 et mai 2013. De 2010 à avril 2012, il a été président et chef de la direction de Provident Energy Ltd. M. Haughey est administrateur de FortisAlberta depuis 2010 et a été président de ce conseil de 2013 à avril 2016. M. Haughey a été nommé président du conseil en septembre 2016.
R. HARRY McWATTERS (Colombie-Britannique), Canada		X		Mai 2007	M. McWatters, 71 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.
RONALD D. MUNKLEY (Ontario), Canada		P	X	Mai 2009	M. Munkley, 70 ans, administrateur de sociétés, a quitté en 2009 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.
DAVID G. NORRIS (Terre-Neuve-et-Labrador), Canada	X	X	X	Mai 2005	M. Norris, 69 ans, administrateur de sociétés, a été consultant en finances et en gestion de 2001 jusqu'à son départ à la retraite en décembre 2013. Il a été président du conseil de décembre 2010 à septembre 2016.
BARRY V. PERRY (Terre-Neuve-et-Labrador), Canada				Janvier 2015	M. Perry, 52 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 siège aux conseils de FortisBC Energy, de FortisBC Inc., de UNS et de ITC Holdings. M. Perry est devenu membre du conseil lorsqu'il a été élu à titre de président et chef de la direction de la société. Il n'est membre d'aucun comité puisqu'il n'est pas indépendant en raison de ses fonctions de président et de chef de la direction de la société.
JO MARK ZUREL (Terre-Neuve-et-Labrador), Canada			X	Mai 2016	M. Zurel, 52 ans, est président de Stonebridge Capital Inc., une société de placements fermée. M. Zurel a été administrateur de Newfoundland Power de janvier 2008 à juillet 2016.

Le tableau qui suit donne le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun des membres de la haute direction de Fortis, en date du 31 décembre 2016, ainsi que leur fonction et leurs postes principaux au cours des cinq dernières années.

Nom et lieu de résidence	Fonction	Postes principaux au cours des cinq dernières années
BARRY V. PERRY (Terre-Neuve-et-Labrador), Canada	Président et chef de la direction	M. Perry a été nommé président et chef de la direction en date du 1 ^{er} janvier 2015. M. Perry est devenu président de Fortis en date du 30 juin 2014. À compter de 2004 jusqu'au moment de cette nomination en tant que président, M. Perry a été vice-président, finances et chef des finances de Fortis.
KARL W. SMITH (Terre-Neuve-et-Labrador), Canada	Vice-président directeur, chef des finances	M. Smith a été nommé vice-président directeur, chef des finances, pour valoir en date du 30 juin 2014. De 2007 jusqu'au moment de cette nomination, M. Smith a été président et chef de la direction de Fortis Alberta.
NORA M. DUKE (Terre-Neuve-et-Labrador), Canada	Vice-présidente directrice, services aux entreprises et chef des ressources humaines	M ^{me} Duke a été nommée vice-présidente directrice, services aux entreprises et chef des ressources humaines en date du 1 ^{er} août 2015. De 2008 jusqu'au moment de cette nomination, M ^{me} Duke a été présidente et chef de la direction de Fortis Properties.
JAMES P. LAURITO Floride, É.-U.	Vice-président directeur, développement de l'entreprise	M. Laurito a été nommé vice-président directeur, développement de l'entreprise, en date du 1 ^{er} avril 2016. De 2010 jusqu'au moment de cette nomination, M. Laurito a été président et chef de la direction de Central Hudson.
EARL A. LUDLOW (Terre-Neuve-et-Labrador), Canada	Vice-président directeur, activités dans l'Est du Canada et dans les Caraïbes	M. Ludlow a été nommé vice-président directeur, exploitation dans l'Est du Canada et les Caraïbes en date du 1 ^{er} août 2014. De 2007 jusqu'au moment de cette nomination, M. Ludlow a été président et chef de la direction de Newfoundland Power.
DAVID C. BENNETT (Terre-Neuve-et-Labrador), Canada	Vice-président directeur, chef du contentieux et secrétaire de la société	M. Bennett a été nommé vice-président directeur, chef du contentieux et secrétaire de la société, en date du 9 mai 2016 et, auparavant, il a été vice-président, chef du contentieux et secrétaire de la société depuis le 19 septembre 2014. M. Bennett a été vice-président, soutien de l'exploitation, avocat général et secrétaire de la société de 2013 jusqu'à sa nomination auprès de Fortis, et vice-président, avocat général et secrétaire de FortisBC Inc., de FortisBC Energy et de FHI de 2010 à 2013.
JANET A. CRAIG (Terre-Neuve-et-Labrador), Canada	Vice-présidente, relations avec les investisseurs	M ^{me} Craig a été nommée vice-présidente, relations avec les investisseurs, en date du 1 ^{er} octobre 2015. M ^{me} Craig a été première vice-présidente, relations avec les investisseurs de Les Compagnies Loblaw Limitée de 2013 à 2015, et a été vice-présidente, relations avec les investisseurs de Nexen Inc., de 2011 à 2013.
KAREN J. GOSSE (Terre-Neuve-et-Labrador), Canada	Vice-présidente, planification et prévision	M ^{me} Gosse a été nommée vice-présidente, planification et prévision, en date du 1 ^{er} novembre 2015. M ^{me} Gosse a été vice-présidente, finances, et chef des finances de Fortis Properties de 2013 jusqu'à sa nomination auprès de Fortis, et gestionnaire, déclaration financière de Fortis de 2005 à 2013.

Nom et lieu de résidence	Fonction	Postes principaux au cours des cinq dernières années
JAMES D. SPINNEY (Terre-Neuve-et-Labrador), Canada	Vice-président, trésorier	M. Spinney a été nommé vice-président, trésorier, en date du 20 mars 2013. De 2002 jusqu'au moment de cette nomination, M. Spinney a été gestionnaire, trésorerie de Fortis.
JAMIE D. ROBERTS (Terre-Neuve-et-Labrador), Canada	Vice-président, contrôleur	M. Roberts a été nommé vice-président, contrôleur, en date du 20 mars 2013. De 2008 jusqu'au moment de cette nomination, M. Roberts a été vice-président, finances, et chef des finances de Fortis Properties.

En date du 31 décembre 2016, les administrateurs et hauts dirigeants de Fortis étaient directement ou indirectement propriétaires véritables, en tant que groupe, de 704 181 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.

COMITÉ D'AUDIT

Membres

Les membres du comité d'audit de la société sont Peter E. Case (président), Tracey C. Ball, Maura J. Clark, Margarita K. Dilley, Douglas J. Haughey et David G. Norris.

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* et en conformité avec les exigences relatives à l'indépendance prévues aux articles 303A.01 et 303A.07 des règles sur la gouvernance d'entreprise de la bourse NYSE. 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 2016 de la société pourraient comporter, selon toute attente raisonnable.

Le conseil a déterminé que Tracey C. Ball et Maura J. Clark sont les « experts financiers du comité d'audit » de la société au sens du paragraphe 407(d) du règlement S-K de la Loi sur les valeurs mobilières des É.-U. et possèdent l'expérience financière requise selon les règles en matière de gouvernance d'entreprise de la bourse NYSE.

Le mandat du comité d'audit est joint à titre de supplément « C » à la présente notice annuelle de 2016.

Formation et expérience

La formation et l'expérience de chaque membre du comité d'audit qui sont pertinentes aux responsabilités de celui-ci à ce titre sont mentionnées ci-dessous. Au 31 décembre 2016, le comité d'audit était composé des personnes suivantes.

Membre du comité	Formation et expérience pertinentes
PETER E. CASE (président)	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 détient 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.
TRACEY C. BALL	M ^{me} Ball a pris sa retraite en septembre 2014 à titre de vice-présidente de la direction et chef des finances du groupe de la Banque canadienne de l'Ouest. M ^{me} Ball a siégé à plusieurs 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. M ^{me} 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 de l'Alberta et de l'Association

Membre du comité	Formation et expérience pertinentes
	of Chartered Professional Accountants de la Colombie-Britannique. M ^{me} Ball détient la désignation IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés.
MAURA J. CLARK	M ^{me} 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 ^{me} Clark était vice-présidente à la direction, stratégie nord-américaine et fusions et acquisitions de Direct Energy. M ^{me} 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 ^{me} 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.
MARGARITA K. DILLEY	M ^{me} Dilley a pris sa retraite en tant que vice-présidente et chef des finances auprès de ASTROLINK International LLC en 2004, une société internationale de télécommunications à large bande sans fil. L'expérience antérieure de M ^{me} Dilley inclut les fonctions de celle-ci à titre d'administratrice, stratégie et développement d'entreprise, ainsi que de trésorière pour Intelsat. M ^{me} Dilley a obtenu un baccalauréat ès arts de la Columbia University, une maîtrise ès art de la Cornell University et une maîtrise en administration des affaires de la Wharton Graduate School, Universtisy of Pennsylvania.
DOUGLAS J. HAUGHEY	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 haute direction auprès de Spectra Energy et de ses sociétés remplacées. Il est titulaire d'un baccalauréat en administration des affaires 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.
DAVID G. NORRIS	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 détient un baccalauréat en commerce avec distinction de la Memorial University of Newfoundland et une maîtrise en administration des affaires de la McMaster University.

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 de 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.

Honoraires pour les services de l'auditeur externe

Les honoraires à verser par la société à Ernst & Young, s.r.l./s.e.n.c.r.l., l'auditeur externe de la société, au cours des deux derniers exercices pour la prestation de services d'audit, de services liés à l'audit, de services fiscaux et de services non liés à l'audit s'établissent ainsi :

Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l.	2016	2015
Honoraires d'audit	5 884	5 223
Honoraires pour services liés à l'audit	1 727	870
Honoraires pour services fiscaux	332	475
Honoraires pour services non liés à l'audit	–	–
Total	7 943	6 568

Les honoraires d'audit ont été plus élevés en 2016 qu'en 2015, principalement en raison de la taille et de la complexité croissantes de Fortis. Les honoraires pour services liés à l'audit étaient constitués surtout de services de certification fournis à l'égard de l'évaluation de la préparation de la société concernant la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*, l'inscription auprès de la SEC et l'acquisition de ITC et des placements de titres d'emprunt. Les honoraires pour services fiscaux étaient constitués d'une vérification d'un surplus fiscal pour les services fiscaux dans les Caraïbes et pour d'autres services fiscaux. Ernst & Young, s.r.l./s.e.n.c.r.l. n'a fourni aucun service non lié à l'audit en 2015 et en 2016.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

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

Le co-agent des transferts et co-agent chargé de la tenue des registres aux États-Unis pour les actions ordinaires est Computershare Trust Company, N.A. à Canton, MA, à Jersey City, NJ et à College Station, TX.

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

Computershare Trust Company, N.A.
À l'attention du service de transfert des valeurs
Livraison postale le jour suivant : 250 Royall Street, Canton, Massachusetts 02021
Livraison postale par courrier ordinaire : C. P. 43078, Providence, Rhode Island 02940-3070
Tél. : 303 262-0600 ou 1 800 962-4284

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 2016 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 au sens des règles pertinentes et des interprétations connexes prescrites par les organismes professionnels pertinents au Canada, ainsi que la législation ou la réglementation applicable, et qu'ils sont des comptables indépendants à l'égard de la société aux termes de toutes les normes professionnelles et réglementaires pertinentes des États-Unis.

Les auditeurs de ITC sont Deloitte & Touche LLP à Détroit, au Michigan. Deloitte & Touche LLP ont audité les états financiers consolidés et l'annexe des états financiers de ITC en date des 31 décembre 2015 et 31 décembre 2014 et pour les exercices terminés les 31 décembre 2015, 31 décembre 2014 et 31 décembre 2013, de même que les notes y étant afférentes et le rapport de l'auditeur s'y rapportant en date du 25 février 2016, qui sont inclus dans la déclaration d'acquisition d'entreprise et la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de la société datées du 18 mars 2016. Deloitte & Touche LLP, portant la désignation de « certified public accountants » sont indépendants à l'égard de ITC au sens de la loi des États-Unis intitulée *Securities Act* et des règles et règlements applicables en vertu de cette loi adoptés par la SEC et le Public Company Accounting Oversight Board.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

Goldman, Sachs & Co. ont remis à la société un avis sur le caractère équitable qui est inclus dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de la société datée du 18 mars 2016. Goldman, Sachs & Co. et les membres de son groupe sont directement ou indirectement propriétaires véritables de moins de 1 % des titres de Fortis ou d'une personne lui étant liée ou d'un membre de son groupe.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Une information financière supplémentaire est fournie dans le rapport de gestion et les états financiers consolidés audités de la société pour 2016, 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, sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov.

Des renseignements supplémentaires, notamment des renseignements concernant la rémunération des administrateurs et des dirigeants et les prêts qui leur sont consentis, les principaux porteurs de titres de Fortis, les options d'achat de titres et les intérêts des initiés dans des opérations importantes, le cas échéant, sont présentés dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de Fortis datée aux alentours 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-Johns (Terre-Neuve-et-Labrador) A1B 3T2 (téléphone : 709 737-2800) pour obtenir des exemplaires supplémentaires des documents mentionnés ci-dessus et de la présente notice annuelle de 2016. De plus, ces documents et des renseignements supplémentaires au sujet de la société sont présentés sur le site Web de celle-ci à l'adresse www.fortisinc.com.

SUPPLÉMENT A : SOMMAIRE DES MODALITÉS DES TITRES AUTORISÉS

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, ils peuvent y exprimer une voix pour chaque action ordinaire détenue.

Actions privilégiées

Actions privilégiées de premier rang

Le texte suivant résume les droits, privilèges, conditions et restrictions d'importance rattachés aux actions privilégiées de premier rang, en tant que catégorie. Les modalités particulières des actions privilégiées de premier rang, y compris la monnaie dans laquelle les actions privilégiées de premier rang peuvent être achetées et rachetées et la monnaie dans laquelle les dividendes sont payables, s'il ne s'agit pas du dollar canadien, de même que la mesure dans laquelle les modalités générales décrites aux présentes s'appliquent à ces actions privilégiées de premier rang, sont ou seront énoncées dans les clauses modificatrices de Fortis se rapportant à ces séries.

Émission en séries

Le conseil peut de temps à autre émettre des actions privilégiées de premier rang en une ou plusieurs séries. Avant d'émettre les actions d'une série, le conseil doit indiquer le nombre d'actions de la série et établir la désignation, les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions rattachés à cette série d'actions privilégiées de premier rang.

Priorité

Les actions de chaque série d'actions privilégiées de premier rang se classent à égalité avec les actions privilégiées de premier rang de chaque autre série et avant toutes les autres actions de Fortis, y compris les actions privilégiées de deuxième rang, quant au paiement des dividendes au remboursement du capital et au partage des biens dans l'éventualité de la liquidation ou dissolution volontaire ou forcée de celle-ci ou de tout autre partage de ses biens entre ses actionnaires aux fins de liquider ses affaires.

Chaque série d'actions privilégiées de premier rang permet une participation proportionnelle avec chaque autre série d'actions privilégiées de premier rang à l'égard des dividendes cumulatifs accumulés et des remboursements du capital si un montant de dividendes cumulatifs, déclarés ou non, ou tout montant payable pour le remboursement du capital à l'égard d'une série d'actions privilégiées de premier rang n'est pas intégralement payé.

Vote

Les porteurs des actions privilégiées de premier rang n'ont aucun droit de vote en tant que catégorie, sauf dans la mesure où des droits de vote peuvent être rattachés de temps à autre à une série d'actions privilégiées de premier rang, et sauf tel que la loi le prévoit ou tel qu'il est décrit ci-dessous, sous la rubrique « Modification ». Lors de toute assemblée des porteurs des actions privilégiées de premier rang, chaque porteur pourra exercer une voix à l'égard de chaque action privilégiée de premier rang détenue.

Rachat

Sous réserve des dispositions de la loi intitulée *Corporations Act* (Terre-Neuve-et-Labrador) et des dispositions relatives à toute série particulière, Fortis pourra, moyennant la remise d'un avis approprié, racheter sur le capital ou

autrement, à tout moment ou de temps à autre, la totalité ou toute partie des actions privilégiées de premier rang alors en circulation d'une ou de plusieurs séries moyennant le paiement du ou des prix d'achat de chacune de ces actions privilégiées de premier rang pouvant s'appliquer à chaque série. Sous réserve de ce qui précède, dans l'éventualité où seule une partie des actions privilégiées de premier rang alors en circulation d'une série particulière doit en tout temps être rachetée, les actions devant être rachetées seront tirées au sort de la manière que les administrateurs ou l'agent des transferts pour les actions privilégiées de premier rang, le cas échéant, décident ou encore, si les administrateurs le déterminent, ces actions privilégiées de premier rang pourront être rachetées proportionnellement, sans égard aux fractions.

Modification

Les dispositions relatives à la catégorie qui sont rattachées aux actions privilégiées de premier rang pourront être modifiées seulement avec l'approbation préalable des porteurs des actions privilégiées de premier rang, en plus des autres approbations exigées par la loi intitulée *Corporations Act* (Terre-Neuve-et-Labrador) ou par toute autre disposition législative ayant une incidence identique ou similaire qui est en vigueur de temps à autre.

L'approbation des porteurs des actions privilégiées de premier rang à l'égard de toute question peut être donnée par au moins deux-tiers des votes exprimés lors d'une assemblée des porteurs des actions privilégiées de premier rang dûment convoquée à cette fin.

Actions privilégiées de premier rang autorisées

Le 1^{er} septembre 2016, les 7 993 500 actions privilégiées de premier rang, série E ont été rachetées par la société. Le tableau suivant résume les séries d'actions privilégiées de premier rang en date du 15 février 2017.

Série	Autorisées	Émises et en circulation	Dividende annuel (\$)	Première date de rachat et(ou) d'option de conversion	Valeur de rachat (\$) ¹⁾	Droit de conversion à raison d'une action pour une
F	5 000 000	5 000 000	1,2250	1 ^{er} décembre 2011	25,00	—
G	9 200 000	9 200 000	0,9708 ²⁾	1 ^{er} septembre 2013 ³⁾	25,00	—
H	7 024 846	7 024 846	0,6250 ²⁾	1 ^{er} juin 2015 ³⁾	25,00	Séries I ³⁾
I	2 975 154	2 975 154	— ⁴⁾	1 ^{er} juin 2015	25,50 ⁵⁾	Séries H ³⁾
J	8 000 000	8 000 000	1,1875	1 ^{er} décembre 2017	26,00 ⁵⁾	—
K	10 000 000	10 000 000	1,0000 ²⁾	1 ^{er} mars 2019 ³⁾	25,00	Séries L ³⁾
L	12 000 000	—	— ⁴⁾	1 ^{er} mars 2024	—	Séries K ³⁾
M	24 000 000	24 000 000	1,0250 ²⁾	1 ^{er} décembre 2019 ³⁾	25,00	Séries N ³⁾
N	24 000 000	—	— ⁴⁾	1 ^{er} décembre 2024	—	Séries M ³⁾

¹⁾ Plus tous les dividendes accumulés et impayés jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement.

²⁾ À la date de rachat et(ou) de conversion d'une option et à chaque cinquième date anniversaire par la suite, les porteurs auront droit à un rétablissement du dividende par action à un taux correspondant au produit de 25,00 \$ par action multipliés par le taux de dividende annuel fixe, soit la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans à la date de rétablissement applicable, majorée de 2,13 % (série G), de 1,45 % (série H), de 2,05 % (série K) ou de 2,48 % (série M).

³⁾ À chaque date d'option de conversion, les porteurs ont le choix, sous réserve de certaines conditions, de convertir en tout ou en partie leurs actions en un nombre égal d'actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif d'une série précisée. Si, à toute date d'option de conversion, la société établit qu'il y aurait moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif d'une série précisée en circulation, les actions privilégiées restantes de cette série seront automatiquement converties en un nombre égal d'actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif de la série précisée.

⁴⁾ Après les dates d'option de rachat et de conversion, les porteurs pourront recevoir des dividendes privilégiés cumulatifs à taux variable au comptant, selon leur déclaration par le conseil d'administration, le cas échéant, d'un montant par action correspondant au produit du taux de dividende trimestriel variable applicable, multiplié par 25,00 \$. Le taux de dividende trimestriel variable 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 % (série I), de 2,05 % (série L) et de 2,48 % (série N).

⁵⁾ Les actions privilégiées de premier rang, série I sont rachetables à 25,50 \$ par action jusqu'au 1^{er} juin 2020, exclusivement, et à 25,00 \$ par action le 1^{er} juin 2020 et à chaque cinquième date anniversaire par la suite. Les actions privilégiées de premier rang, série J sont rachetables à 26,00 \$ jusqu'au 1^{er} décembre 2018, ce montant diminuant de 0,25 \$ chaque année jusqu'au 1^{er} décembre 2021, et à 25,00 \$ par action par la suite.

Actions privilégiées de deuxième rang

Les droits, privilèges, conditions et restrictions se rattachant aux actions privilégiées de deuxième rang sont sensiblement identiques à ceux rattachés aux actions privilégiées de premier rang, sauf que les actions privilégiées de deuxième rang se classent après les actions privilégiées de premier rang à l'égard du paiement des dividendes, du remboursement du capital et du partage des biens de Fortis dans l'éventualité de la liquidation ou dissolution volontaire ou forcée de celle-ci.

Les modalités particulières des actions privilégiées de deuxième rang, y compris la monnaie dans laquelle les actions privilégiées de deuxième rang peuvent être achetées et rachetées et la monnaie dans laquelle les dividendes sont payables, s'il ne s'agit pas du dollar canadien, de même que la mesure dans laquelle les modalités générales décrites aux présentes s'appliquent à ces actions privilégiées de deuxième rang, seront énoncées dans les clauses modificatrices applicables de Fortis concernant cette série.

SUPPLÉMENT B : MARCHÉ POUR LES TITRES

Actions ordinaires

Les actions ordinaires sont négociées à la Bourse TSX au Canada et à la Bourse NYSE aux États-Unis d'Amérique, sous le symbole FTS. Le tableau suivant présente les cours extrêmes compilés et les volumes des opérations sur une base mensuelle pour l'exercice terminé le 31 décembre 2016 pour les actions ordinaires, à la Bourse TSX et à la Bourse NYSE, en dollars canadiens et en dollars US, respectivement.

Cours des actions ordinaires et volumes des opérations sur celles-ci en 2016						
Mois	TSX			NYSE ¹⁾		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$ US)	Bas (\$ US)	Volume
Janvier	40,71	35,79	15 310 648	–	–	–
Février	41,58	35,53	42 973 318	–	–	–
Mars	41,08	37,74	24 278 066	–	–	–
Avril	41,09	38,52	16 625 820	–	–	–
Mai	41,48	39,50	19 329 553	–	–	–
Juin	43,91	40,78	20 791 983	–	–	–
Juillet	44,87	42,79	16 617 319	–	–	–
Août	43,75	40,99	16 936 055	–	–	–
Septembre	42,83	40,32	18 057 520	–	–	–
Octobre	44,22	40,13	55 424 615	33,250	32,000	2 540 021
Novembre	44,27	39,58	28 724 405	33,030	29,930	1 801 178
Décembre	41,94	39,83	18 921 785	31,353	30,250	800 296

¹⁾ Les actions ordinaires ont commencé à être négociées à la Bourse NYSE le 14 octobre 2016.

Actions privilégiées

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.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 présentent les cours extrêmes compilés pour 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, ainsi que les volumes des opérations sur toutes ces actions sur une base mensuelle pour l'exercice terminé le 31 décembre 2016.

Cours des actions privilégiées de premier rang et volumes des opérations sur celles-ci en 2016						
Mois	Actions privilégiées de premier rang, série E ¹⁾			Actions privilégiées de premier rang, série F		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	25,40	25,16	447 669	23,39	20,70	71 898
Février	25,39	24,98	195 875	22,50	21,25	72 699
Mars	25,21	25,03	910 051	22,75	21,41	68 513
Avril	25,29	25,13	260 444	23,65	22,43	64 624
Mai	25,44	25,01	45 965	23,98	22,99	35 996
Juin	25,38	25,10	91 909	24,10	23,01	42 356
Juillet	25,49	25,21	251 488	25,12	23,51	119 301
Août	25,31	25,28	801 488	25,40	24,68	44 020
Septembre	–	–	–	24,95	24,46	62 489
Octobre	–	–	–	24,80	24,05	53 777
Novembre	–	–	–	24,70	22,82	99 066
Décembre	–	–	–	23,21	22,07	113 559

Mois	Actions privilégiées de premier rang, série G			Actions privilégiées de premier rang, série H		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	18,40	13,67	183 048	14,75	11,62	114 195
Février	16,40	13,80	128 071	13,24	10,72	245 359
Mars	16,35	14,15	88 313	12,90	10,80	262 353
Avril	17,80	16,03	117 620	13,88	12,81	155 271
Mai	17,47	15,98	74 399	13,91	12,51	323 457
Juin	17,47	16,04	367 192	14,41	13,15	70 281
Juillet	18,20	16,63	90 198	14,38	13,65	42 089
Août	19,14	17,76	113 488	14,54	13,54	89 971
Septembre	18,25	17,32	163 254	14,16	13,25	280 831
Octobre	18,67	17,37	239 666	14,34	13,86	104 354
Novembre	18,68	17,30	329 941	14,44	13,24	218 665
Décembre	18,74	17,34	372 425	14,19	13,25	118 491
Mois	Actions privilégiées de premier rang, série I			Actions privilégiées de premier rang, série J		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	12,56	10,35	38 209	22,66	19,15	109 984
Février	10,74	8,90	45 475	21,84	20,45	84 608
Mars	10,85	9,17	36 170	21,88	20,82	213 627
Avril	12,00	10,50	38 797	22,76	21,70	62 788
Mai	12,04	11,25	46 678	23,17	22,22	63 674
Juin	12,16	11,62	72 197	23,52	22,27	59 206
Juillet	12,41	12,00	20 709	24,22	22,80	347 487
Août	12,85	11,88	32 400	24,49	23,70	100 536
Septembre	12,13	11,58	52 530	24,27	23,61	236 018
Octobre	13,04	12,05	89 636	24,27	23,60	393 068
Novembre	12,49	11,99	196 806	24,08	22,15	117 718
Décembre	12,84	12,05	135 559	22,62	21,60	313 813
Mois	Actions privilégiées de premier rang, série K			Actions privilégiées de premier rang, série M		
	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier	19,02	14,77	176 736	20,90	15,94	304 778
Février	16,50	14,35	111 411	18,48	15,30	586 706
Mars	16,66	14,59	91 313	18,56	15,97	564 271
Avril	17,95	16,25	77 469	20,36	18,14	498 847
Mai	17,56	16,59	139 343	19,99	18,00	386 165
Juin	17,82	16,60	148 499	19,98	18,06	300 512
Juillet	18,25	16,90	259 099	19,98	18,57	186 597
Août	19,19	17,91	112 893	20,87	19,71	487 473
Septembre	18,26	17,65	125 371	20,60	19,42	276 502
Octobre	18,32	16,42	283 093	19,98	19,09	291 230
Novembre	18,57	17,11	270 995	20,68	19,15	632 212
Décembre	18,46	16,98	402 591	20,50	18,85	1 028 422

¹⁾ La société a racheté toutes les actions privilégiées de premier rang, série E le 1^{er} septembre 2016.

SUPPLÉMENT C : MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT

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;

« **expert financier** » a la signification donnée à l'expression correspondante à l'article 407 de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*;

« **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 et en conformité avec les exigences en matière d'indépendance prévues aux articles 303A.02 et 303A.07 du manuel intitulé *New York Stock Exchange Listed Company Manual*;

« **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 désignera un ou plusieurs membres en tant qu'experts financiers.
4. 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.

5. 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.
6. À toutes les réunions du comité, un quorum sera constitué d'au moins trois (3) membres.
7. 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.
8. 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.
9. Le comité rencontrera séparément et de façon périodique la direction, l'auditeur interne et l'auditeur externe, et l'auditeur externe abordera les questions que le comité ou l'une de ces personnes ou entreprises croit devoir faire aborder de façon privée.

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. Le comité devra approuver d'avance tous les services non liés à l'audit fournis par l'auditeur externe, y compris la préautorisation des services liés au contrôle interne selon la règle 3525 PCAOB, et recevra certains renseignements, documents et analyses de services fiscaux non interdits par l'auditeur externe selon la règle 3524 PCAOB.
- 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 et examiner toute ligne directrice en matière de bénéfice destinée à l'approbation 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 placement et tout document concernant un placement, y compris tout prospectus ou tout autre document de placement 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. Le comité doit examiner et approuver toutes les opérations avec des personnes apparentées qui doivent être divulguées selon les PCGR des É.-U. et aborder avec la direction la justification commerciale des opérations et la question de savoir si les divulgations appropriées ont été effectuées.
 - 2.8. Il incombe au comité de superviser l'auditeur interne.
 - 2.9. Le comité doit surveiller le programme de gestion des risques d'entreprise de la société et faire rapport sur l'évolution de celui-ci.
 - 2.10. Le comité doit préparer les documents d'information périodiques que demandent les autorités de réglementation ou que peut exiger la loi.
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.
2. Le comité doit conserver dans ses registres toute plainte reçue ou inquiétude transmise conformément à la politique sur la déclaration des allégations d'inconduite et d'actes répréhensibles présumés pendant une période d'au moins sept ans à compter de la date à laquelle la plainte a été soumise, sauf que les plaintes et les documents concernant les plaintes seront purgés/détruits plus tôt, dans toute mesure et dans tout délai exigés par les lois applicables.
3. Le comité doit examiner chaque année sa propre efficacité et son propre rendement.

SUPPLÉMENT D : CONTRATS IMPORTANTS

Les contrats importants suivants ont été déposés par Fortis sur SEDAR et sur EDGAR en 2016 ou ont été conclus avant 2016 et qui demeurent en vigueur. Les demandes d'exemplaires additionnels de ces contrats importants devraient être adressées au secrétaire de Fortis, C.P. 8837, St-John's (T.-N.-L.) A1B 3T2 (téléphone : 709 737-2800). Tous ces contrats peuvent également être consultés sous le profil de la société aux adresses www.sedar.com et www.sec.gov.

Convention et plan de fusion

Le 9 février 2016, Fortis a conclu une convention et un plan de fusion avec FortisUS, Element Acquisition Sub Inc. et ITC Holdings contenant les modalités selon lesquelles Fortis a acquis ITC Holdings le 14 octobre 2016. Un sommaire détaillé de la convention et du plan de fusion était inclus dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de la société datée du 18 mars 2016 à compter de la page 27, et cette description est intégrée aux présentes par renvoi.

Facilité de crédit renouvelable

Fortis est partie à une deuxième facilité de crédit modifiée et refondue datée du 9 août 2011 avec la Banque de Nouvelle-Écosse, en tant que preneur ferme, premier arrangeur et teneur de plume unique et agent administratif, et la Banque canadienne impériale de commerce et la Banque royale du Canada, en tant qu'agents de co-syndication, et les prêteurs y étant parties de temps à autre, modifiée par la première convention modificatrice datée du 5 juillet 2012, la deuxième convention modificatrice datée du 1^{er} août 2013, la troisième convention modificatrice intervenue en date du 23 mars 2015, la quatrième convention modificatrice intervenue en date du 25 avril 2016, la cinquième convention modificatrice intervenue en date du 17 août 2016 et la sixième convention modificatrice intervenue en date du 5 octobre 2016, chacune entre Fortis, la Banque de Nouvelle-Écosse et les prêteurs y étant désignés. La deuxième facilité de crédit modifiée et refondue de Fortis est une facilité de crédit renouvelable non garantie de 1,3 milliard de dollars qui contient les modalités selon lesquelles ce crédit est mis à la portée de Fortis pendant la durée de la facilité. La deuxième facilité de crédit modifiée et refondue contient les déclarations et garanties, les engagements de faire et de ne pas faire et les cas de défaut habituels. Fortis doit payer les frais habituels à l'égard de la facilité, et les montants en cours aux termes de cette facilité portent intérêt aux taux du marché.

Convention de souscription

Le 20 avril 2016, Fortis, de concert avec Finn Investment Pte Ltd (un membre du groupe de GIC), FortisUS, ITC Investment Holdings et Element Acquisition Sub Inc. ont conclu une convention de souscription aux termes de laquelle un membre du groupe de GIC a acquis 19,9 % de ITC Holdings dans le cadre de l'acquisition de celle-ci par Fortis le 14 octobre 2016. Conformément à la convention de souscription, Finn Investment Pte Ltd s'est engagée à acheter des actions ordinaires de ITC Investment Holdings, le porteur de toutes les actions de ITC Holdings, moyennant un prix d'achat total au comptant d'environ 1,0 milliard de dollars US, et des billets de ITC Investment Holdings pour un prix d'achat total au comptant de quelque 0,2 milliard de dollars US, dans chaque cas immédiatement avant le moment de la prise d'effet de l'acquisition.

Convention des actionnaires

Le 14 octobre 2016, ITC Investment Holdings, ITC Holdings, FortisUS et Eiffel Investment Pte Ltd (un membre du groupe de GIC et une remplaçante de Finn Investment Pte Ltd) ont conclu une convention des actionnaires régissant les droits des parties en leurs qualités respectives d'actionnaires directs et indirects de ITC Holdings. La convention des actionnaires prévoit certains droits habituels pour Eiffel Investment Pte Ltd, y compris le droit de nommer un administrateur au conseil de ITC Investment Holdings et à celui de ITC Holdings tant qu'elle est propriétaire d'au moins 9,95 % (sauf dans des cas de dilution précisés) des actions ordinaires en circulation de ITC Investment Holdings.

Selon les modalités de la convention des actionnaires, Eiffel Investment Pte Ltd aura certains droits d'approbation de la minorité à l'égard de ITC Investment Holdings et de ITC Holdings, sous réserve du maintien de certains seuils de propriété relativement à ITC Investment Holdings, y compris concernant : i) les modifications des documents de charte, ii) les changements apportés à la taille du conseil, iii) les émissions de titres de participation, iv) les regroupements d'entreprises qui auraient une incidence sur Eiffel Investment Pte Ltd d'une manière différente que pour les autres actionnaires, v) l'insolvabilité, vi) certaines acquisitions, certains placements ou certaines coentreprises portant sur des actifs non principaux ou certaines ventes ou dispositions importantes d'actifs principaux, vii) dans des circonstances limitées, la création d'une dette par ITC Investment Holdings, ITC Holdings ou ses filiales ou la prise de certaines mesures qui pourraient, selon toute attente raisonnable, occasionner une notation de la dette à long terme non garantie

de ITC Investment Holdings, de ITC Holdings et de ses filiales en deçà d'un placement de qualité, viii) les mesures par suite desquelles un ratio des flux de trésorerie par rapport à la dette de ITC dépasserait un seuil cible convenu, ix) les limitations sur les frais généraux payés à Fortis par ITC Holdings et x) l'expansion de l'entreprise principale à l'extérieur des territoires actuels de réglementation de ITC Holdings. La convention des actionnaires prévoit également une politique en matière de dividendes, qui ne peut être modifiée qu'avec l'approbation de tous les administrateurs indépendants de ITC Investment Holdings.

Convention de droits d'échange et d'inscription

La convention de droits d'échange et d'inscription intervenue entre Fortis et Goldman Sachs & Co. en date du 4 octobre 2016 énonce les modalités de l'échange des billets à 2,100 % pour un montant en capital global de 500 millions de dollars US échéant en 2021 et des billets à 3,055 % pour un montant en capital global de 1,5 milliard de dollars US échéant en 2026 en circulation (les « billets »). Dans la convention de droits d'inscription, Fortis a convenu de déployer des efforts raisonnables sur le plan commercial afin : 1) au plus tôt lors du dernier événement à se produire entre i) le lendemain de la date de clôture de l'acquisition de ITC; ii) le dépôt de la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de la société pour l'assemblée générale annuelle des actionnaires pour 2017 et iii) quatre mois et un jour après le lendemain de l'émission des billets et au plus tard 270 jours après la date de clôture de l'acquisition de ITC, de déposer une déclaration d'inscription auprès de la SEC sur un formulaire d'inscription approprié concernant une offre inscrite d'échanger les billets contre de nouveaux billets dont les modalités seront sensiblement identiques en tous points importants à celles des billets (sauf que ces billets d'échange ne contiendront aucune modalité relative à des restrictions sur les transferts, au rachat obligatoire spécial ou à toute augmentation du taux d'intérêt annuel, ni quant aux droits relatifs à l'offre d'échange elle-même) et 2) de voir à ce que la déclaration d'inscription devienne et soit déclarée valide en vertu de la Loi sur les valeurs mobilières des É.-U. au plus tard 365 jours après la date de clôture de l'acquisition de ITC.

Lorsque la déclaration d'inscription de l'offre d'échange deviendra valide ou sera déclarée valide par la SEC, Fortis déploiera des efforts raisonnables sur le plan commercial pour entreprendre sans délai un placement des billets contre des titres pouvant être inscrits (au sens donné à l'expression correspondante dans la convention de droits d'inscription). L'offre d'échange demeurera valide pendant au moins 20 jours ouvrables. Pour chaque billet remis aux termes de l'offre d'échange, les porteurs de ces billets recevront un billet d'échange d'un montant en capital égal.

Fortis paiera un intérêt additionnel sur les billets si l'un des défauts d'inscription suivants a lieu : 1) Fortis n'a pas déposé une déclaration d'inscription d'échange ou une déclaration d'inscription préalable au plus tard à la date à laquelle cette déclaration d'inscription doit être déposée conformément aux modalités de la convention de droits d'inscription, 2) la déclaration d'inscription d'échange ou la déclaration d'inscription préalable n'est pas devenue ni n'a été déclarée valide par la SEC au plus tard à la date à laquelle cette déclaration d'inscription doit devenir ou être déclarée valide conformément aux modalités de la déclaration de droits d'inscription, 3) l'offre d'échange n'a pas été réalisée dans les 30 jours ouvrables suivant la date de prise d'effet de la déclaration d'inscription d'échange ou 4) la déclaration d'inscription d'échange ou la déclaration d'inscription préalable exigée par les modalités de la convention de droits d'inscription est déposée et devient ou est déclarée valide, mais est par la suite retirée par Fortis dans certaines circonstances ou devient assujettie à une ordonnance de cessation valide prononcée conformément au paragraphe 8(d) de la Loi sur les valeurs mobilières des É.-U. qui suspend la validité de cette déclaration d'inscription.

Si un défaut d'inscription a lieu, un intérêt additionnel pourra alors s'accumuler sur le montant en capital des billets au taux de 0,25 % par année pour les 90 premiers jours de cette période de défaut d'inscription, et à un taux annuel de 0,50 % par la suite. Tout intérêt additionnel cessera de s'accumuler lorsque le défaut d'inscription sera corrigé. Un défaut d'inscription est corrigé à l'égard des billets et l'intérêt additionnel cesse de s'accumuler sur ceux-ci lorsque l'offre d'échange est réalisée ou que la déclaration d'inscription devient ou est déclarée valide.

Acte de fiducie et premier acte de fiducie supplémentaire

Le 4 octobre 2016, Fortis a conclu un acte de fiducie et un premier acte de fiducie supplémentaire s'y rapportant avec The Bank of New York Mellon, en tant que fiduciaire aux É.-U., et Compagnie Trust BNY du Canada, en tant que co-fiduciaire au Canada. L'acte de fiducie et le premier acte de fiducie supplémentaire énonçant les modalités des billets à 2,100 % pour un montant en capital global de 500 millions de dollars US échéant en 2021 et des billets à 3,055 % pour un montant en capital global de 1,55 milliard de dollars US échéant en 2026. L'acte de fiducie contient certains engagements, cas de défaut et droits habituels au bénéfice des porteurs de titres et des fiduciaires. Des titres de créance peuvent être émis pour un montant illimité aux termes de l'acte de fiducie, lequel est régi par les lois de l'État de New York.