

Fortis Inc. présente ses résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2017

ST. JOHN'S, TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR – Fortis Inc. (TSX/NYSE : FTS)

Faits saillants

- Fortis a enregistré de solides résultats pour 2017, grâce à l'apport de ses entreprises de services publics aux États-Unis.
- La Société confirme son programme d'investissement sur cinq ans d'environ 14,5 milliards \$ pour la période allant de 2018 à 2022 et sa cible de croissance annuelle moyenne du dividende de 6 % jusqu'en 2022.
- Bénéfice net déclaré de 0,32 \$ par action ordinaire et bénéfice net ajusté¹ de 0,62 \$ par action ordinaire pour le quatrième trimestre de 2017.
- Bénéfice net déclaré de 2,32 \$ par action ordinaire et bénéfice net ajusté¹ de 2,53 \$ par action ordinaire pour l'exercice 2017.

Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société »), comptant parmi les plus importantes entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité en Amérique du Nord, a publié aujourd'hui ses résultats du quatrième trimestre et de l'exercice 2017.

« D'un point de vue financier et opérationnel, notre rendement a été très solide en 2017. Nous avons enregistré de très bons résultats par rapport à nos principaux objectifs pour l'exercice, et le bénéfice net ajusté a franchi pour la première fois le cap des 1 milliard \$, a déclaré Barry Perry, président et chef de la direction de Fortis. L'exercice 2017 marque également l'aboutissement d'une période de cinq exercices fructueuse au cours de laquelle Fortis a plus que doublé en taille grâce à l'acquisition de trois entreprises de services publics aux États-Unis. L'intégration d'ITC, qui a eu un effet relatif sur le bénéfice par action, l'incidence implicite de la réglementation et la mise en œuvre efficace de notre programme d'investissement illustrent notre rendement pour l'exercice. Enfin, notre réaction face à la dévastation causée par l'ouragan *Irma* sur les îles Turks et Caïcos constitue un moment tournant dans l'histoire de notre Société. Les mesures que nous avons prises témoignent de la force et de l'expertise du personnel exploitant de Fortis et de notre capacité à réagir rapidement en rétablissant le service d'électricité en moins de 60 jours pour nos clients. »

Bénéfice net déclaré

Le bénéfice net de la Société attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2017 s'est établi à 963 millions \$, ou 2,32 \$ par action ordinaire, comparativement à 585 millions \$, ou 1,89 \$ par action ordinaire pour 2016. Pour le quatrième trimestre de 2017, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 134 millions \$, ou 0,32 \$ par action ordinaire, comparativement à 189 millions \$, ou 0,49 \$ par action ordinaire, pour la période correspondante de 2016.

- Le bénéfice par action ordinaire (le « BPA ») a tiré parti de l'incidence positive de l'apport des bénéfices pour l'exercice complet lié à l'acquisition d'ITC Holdings Corp. (« ITC »), de la baisse des charges du secteur Siège social et autres, du solide rendement d'UNS Energy, qui tient surtout à l'incidence du règlement de la demande de révision de tarifs en février 2017, ainsi que de la hausse du bénéfice de l'installation de stockage de gaz naturel Aitken Creek découlant des gains latents résultant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés.

¹ Mesures non conformes aux PCGR des États-Unis

Fortis se sert de mesures financières qui n'ont pas de signification normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (les « PCGR des États-Unis ») et elles pourraient ne pas être comparables aux mesures analogues présentées par d'autres entités. Fortis a calculé les mesures non conformes aux PCGR des États-Unis en ajustant certaines mesures définies par les PCGR des États-Unis pour tenir compte d'éléments spécifiques qui, de l'avis de la direction, ne reflètent pas les activités normales et en cours de l'entreprise. Se reporter à la rubrique Faits saillants financiers du rapport de gestion de la Société pour obtenir plus de détails sur ces éléments.

- Les charges du secteur Siège social et autres ont diminué en 2017 en raison de la réception d'une indemnité de rupture de 24 millions \$, déduction faite des coûts de transaction et des impôts connexes, d'un gain de change latent non récurrent de 21 millions \$ sur un prêt d'une société affiliée libellé en dollars américains et des coûts de transaction de 90 millions \$ liés à l'acquisition d'ITC en 2016.
- La croissance du bénéfice susmentionnée a été contrebalancée en partie par une réduction de valeur hors trésorerie de 146 millions \$ découlant de la réévaluation des actifs et des passifs d'impôts reportés liés à la promulgation de la loi intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* aux États-Unis (la « réforme fiscale américaine ») à la fin de 2017.

Bénéfice net ajusté¹

Sur une base ajustée, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2017 s'est établi à 1 053 millions \$, ou 2,53 \$ par action ordinaire, soit une hausse de 0,22 \$ par action ordinaire, ou 10 %, comparativement à 2016. Sur une base ajustée, pour le quatrième trimestre de 2017, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 259 millions \$, ou 0,62 \$ par action ordinaire, soit une diminution de 0,01 \$ par action ordinaire comparativement à la période correspondante de 2016, principalement en raison de l'effet de change défavorable lié à la conversion des résultats libellés en dollars américains.

- UNS Energy a fourni un apport additionnel de 0,16 \$ au BPA ajusté en 2017, principalement en raison de l'incidence du règlement de sa demande de révision de tarifs et des prix plus favorables sur les ventes en gros à long terme, partiellement contrebalancée par le règlement favorable des questions litigieuses relatives à l'unité 1 de Springerville en 2016.
- Le rendement d'ITC demeure conforme aux attentes, et le bénéfice net sectoriel ajusté a atteint 363 millions \$ pour 2017. Compte tenu de l'émission d'actions ordinaires et des charges financières liées à l'acquisition, ITC a eu un effet relatif d'environ 5 % sur le BPA au cours de son premier exercice à titre de filiale de Fortis.
- Les gains latents résultant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés pour l'installation de stockage de gaz naturel Aitken Creek ont également contribué à l'augmentation du BPA ajusté.

Flux de trésorerie élevés

Pour l'exercice 2017, les flux de trésorerie d'exploitation ont totalisé 2,8 milliards \$, soit une hausse de 46 % par rapport à la période correspondante de 2016, en raison de l'augmentation du bénéfice en trésorerie d'ITC et d'UNS Energy.

Mise en œuvre de la stratégie de croissance

Dans le cadre de son programme d'investissement, la Société continue de répondre aux besoins énergétiques des clients en matière d'infrastructures tout en modernisant les réseaux d'énergie pour s'adapter aux changements que vit le secteur des services publics. Les dépenses en immobilisations consolidées se sont établies à 3,0 milliards \$ en 2017 et devraient atteindre environ 3,2 milliards \$ en 2018. Le programme d'investissement sur cinq ans de la Société devrait mobiliser environ 14,5 milliards \$ pour la période de 2018 à 2022, ce qui représente une hausse de 1,5 milliard \$ par rapport à ce qui était prévu l'an passé.

Le programme d'investissement sur cinq ans vise les projets suivants :

- Le projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre de FortisBC Energy, évalué à environ 350 millions \$, déduction faite des apports des clients, comprend le prolongement du pipeline jusqu'à un site envisagé de gaz naturel liquéfié (« GNL ») à Squamish, en Colombie-Britannique. Le projet a reçu un certain nombre d'approbations et demeure conditionnel à ce que Woodfibre LNG Limited aille de l'avant avec son installation d'exportation de GNL.
- Un programme pluriannuel de gestion de l'intégrité du pipeline de FortisBC Energy, estimé à environ 300 millions \$, est axé sur l'amélioration de la sécurité du pipeline et de l'intégrité du système de transport haute pression, y compris la modification et le bouclage du pipeline.
- Le coût des sources de production d'énergie flexibles de 200 mégawatts (« MW ») d'UNS Energy, qui consisteront en dix moteurs alternatifs alimentés au gaz naturel, est estimé à 225 millions \$ (175 millions \$ US), et les dates d'entrée en service devraient se situer entre 2019 et 2020. Les moteurs remplaceront les turbines à vapeur vieillissantes et moins efficaces et fourniront une capacité d'accélération et de pointe, ce qui facilitera l'ajout de sources d'énergie renouvelable dans le réseau.

- L'ajout prévu de l'unité de production Gila River 2 de 550 MW alimentée au gaz naturel par UNS Energy, estimée à 211 millions \$ (165 millions \$ US), qui contribuera au remplacement des centrales alimentées au charbon qui seront mises hors service. Ce projet comprendra un contrat d'achat d'électricité initial assorti d'une option d'achat qui devrait être exercée à la fin de 2019.

La Société continue d'explorer d'autres possibilités d'investissement dans les territoires qu'elle dessert. Une de ces occasions pour FortisOntario, qui n'est pas incluse dans le programme d'investissement sur cinq ans, est le projet de Wataynikaneyap Power, qui prévoit un partenariat entre 22 collectivités des Premières Nations et FortisOntario. Le projet a pour mandat de relier les Premières Nations éloignées au réseau électrique de l'Ontario au moyen de l'installation de nouvelles lignes de transport sur 1 800 kilomètres. Le coût en capital estimatif total du projet est d'environ 1,35 milliard \$, sous réserve d'une estimation du coût définitive. Fortis détient une participation de 49 % dans ce projet. Ce projet devrait se traduire par des économies importantes et une réduction significative des émissions de gaz à effet de serre grâce à l'élimination de la production au carburant diesel. La phase initiale de la construction entre Red Lake et Pikangikum est en cours. La construction des phases ultérieures plus importantes du projet de Wataynikaneyap Power commencera sous réserve de la réception des permis et des approbations et de la conclusion d'une entente de financement entre les gouvernements fédéral et provincial. Ces questions suivent leur cours.

Le 14 février 2018, le conseil d'administration de la Société a autorisé une émission d'actions ordinaires au cours du marché (le « programme d'émission au cours du marché ») pouvant atteindre 500 millions \$. Ce programme sera établi aux termes d'un supplément au prospectus préalable de base canadien et à la déclaration d'inscription préalable aux États-Unis, sous réserve de l'obtention d'une exemption des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et d'autres approbations réglementaires, ainsi que de la conclusion d'ententes avec des placeurs pour compte. L'établissement d'un programme d'émission au cours du marché n'oblige pas la Société à émettre des actions ordinaires.

« Fortis se concentre sur les investissements durables dans ses installations existantes. Grâce à l'équilibre et à la solidité de notre portefeuille diversifié d'entreprises de services publics en Amérique du Nord, qui comporte un faible risque, à un solide programme d'investissement et à plusieurs autres projets de développement à court terme comme le projet de Wataynikaneyap Power, nous sommes en bonne position pour accroître la valeur pour les actionnaires et offrir des services d'électricité sécuritaires, fiables et économiques à nos clients », a déclaré M. Perry.

Perspectives

Fortis s'attend à une diminution d'environ 3 % de son bénéfice annuel par action en raison de la réforme fiscale américaine et de la déduction d'intérêts au taux d'imposition inférieur de 21 %. En vertu de la réforme fiscale américaine, les entreprises de services publics réglementés sont traitées différemment de la plupart des entreprises, car elles sont exemptées à la fois de la limite relative à la déductibilité des intérêts et de la passation en charges immédiate des dépenses d'investissement, appelée « amortissement des primes ». En outre, les flux de trésorerie à court terme des entreprises de services publics réglementés de la Société aux États-Unis diminueront en raison de la diminution du taux d'imposition des sociétés.

Dans l'avenir, l'incidence de la réforme fiscale américaine augmentera d'environ 50 points de base la croissance de la base tarifaire au cours de la période de cinq ans qui prendra fin en 2022. Par conséquent, le taux de croissance annuel composé de la base tarifaire devrait passer à 5 % au cours des cinq prochains exercices.

Fortis met l'accent sur la mise en œuvre de son programme d'investissement sur cinq ans et sur la saisie de nouvelles occasions de croissance interne pour ses filiales, lesquelles pourront être financées au moyen de la dette contractée par les entreprises de services publics, des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, de l'apport des actions ordinaires provenant du régime de réinvestissement des dividendes et du programme d'émission au cours du marché récemment approuvé. Fortis croit que la croissance soutenue à long terme de la base tarifaire se traduira par une croissance durable du bénéfice et du dividende.

Fortis vise une croissance annuelle moyenne du dividende de quelque 6 % jusqu'en 2022. Cette prévision pour le dividende tient compte de nombreux facteurs, y compris la prévision de décisions raisonnables pour les instances réglementaires visant les entreprises de services publics de la Société, la réalisation de son programme d'investissement sur cinq ans, et la confiance continue de la direction quant à la solidité du portefeuille diversifié d'entreprises de services publics de la Société et à ses résultats sur le plan de l'excellence opérationnelle.

« Dans l'ensemble, la réforme fiscale américaine est bénéfique pour le secteur et pour Fortis, mais surtout pour les clients d'ITC, d'UNS Energy et de Central Hudson. La nouvelle loi permet à nos clients de réaliser des économies et nous permet d'investir davantage afin d'offrir des services d'électricité sûrs et fiables, tout en renforçant la capacité de nos entreprises de services publics aux États-Unis à générer un bénéfice grâce à la croissance accrue de la base tarifaire », a conclu M. Perry.

Le présent communiqué de presse doit être lu conjointement avec le rapport de gestion et les états financiers consolidés de la Société. Vous pouvez obtenir ces documents et d'autres renseignements en consultant les adresses www.fortisinc.com, www.sedar.com ou www.sec.gov.

À propos de Fortis

Fortis, dont les produits et le total de l'actif se sont respectivement élevés à 8,3 milliards \$ et à environ 48 milliards \$ en 2017, compte parmi les plus importantes entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz en Amérique du Nord. Environ 8 500 employés de la Société servent des clients du secteur des services publics dans cinq provinces canadiennes, neuf États américains et trois pays des Caraïbes.

Les actions de Fortis sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York, et elles se négocient sous le symbole FTS.

Énoncés prospectifs

Fortis inclut dans le présent communiqué de presse des énoncés prospectifs au sens prévu par les lois canadiennes sur les valeurs mobilières applicables et des « énoncés prospectifs » au sens prévu par la Private Securities Litigation Reform Act of 1995 (collectivement, les « énoncés prospectifs »). Les énoncés prospectifs du présent communiqué de presse reflètent les attentes de la direction de Fortis à l'égard de la croissance future, des résultats d'exploitation, du rendement et des perspectives et des occasions d'affaires. Dans la mesure du possible, les termes « anticiper », « croire », « pouvoir », « estimer », « prévoir », « avoir l'intention de », « planifier », « projeter », « cibler », y compris à la forme négative, et autres expressions similaires et certains verbes au futur ou au conditionnel comme « pourrait » et « devrait » sont utilisés pour désigner des énoncés prospectifs, qui comprennent, sans s'y limiter : les énoncés relatifs au programme d'émission au cours du marché, qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, les énoncés relatifs au calendrier et à la réception de certaines approbations réglementaires et à l'utilisation prévue du produit net par la Société; les dépenses en immobilisations consolidées prévues de la Société pour 2018 et pour la période de cinq ans allant de 2018 à 2022; la nature, le calendrier, les sources de financement et les coûts prévus de certains projets d'investissement, y compris, sans toutefois s'y limiter, le projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre et le programme de gestion de l'intégrité du pipeline de FortisBC Energy, ainsi que l'investissement dans des sources de production flexibles et l'acquisition de l'unité de production Gila River 2 par UNS Energy; d'autres projets allant au-delà du programme d'investissement sur cinq ans, y compris le projet de Wataynikaneyap Power; l'incidence de la réforme fiscale américaine sur le bénéfice annuel par action de la Société; les flux de trésorerie des entreprises de services publics réglementés de la Société aux États-Unis et la croissance de la base tarifaire; la base tarifaire consolidée de la Société prévue pour 2022; l'attente selon laquelle la croissance soutenue à long terme de la base tarifaire favorisera la croissance continue du bénéfice et des dividendes et la cible de croissance annuelle moyenne du dividende jusqu'en 2022.

Les énoncés prospectifs comprennent des risques, des incertitudes et des hypothèses importants. Certains facteurs ou hypothèses importants ont été utilisés pour tirer les conclusions présentées dans les énoncés prospectifs. Ces facteurs ou hypothèses sont assujettis à des incertitudes et à des risques inhérents entourant les attentes futures en général, y compris ceux contenus dans les énoncés prospectifs. Ces risques et hypothèses sont notamment liés à la teneur raisonnable des décisions rendues par les autorités de réglementation des services publics et la prévision d'une stabilité réglementaire; la mise en œuvre du programme d'investissement sur cinq ans de la Société; l'absence de dépassements importants de dépenses en immobilisations ou coûts de financement dans le cadre des projets d'investissement de la Société; le maintien des ressources humaines suffisantes pour offrir des services et mettre en œuvre le programme d'investissement; la concrétisation d'occasions additionnelles; la fluctuation des taux de change; la déclaration de dividende au gré du conseil d'administration compte tenu de la performance et de la situation financière de la Société. Fortis prévient le lecteur qu'un certain nombre de facteurs pourraient entraîner un écart important entre les résultats, la performance ou les réalisations réelles et ceux qui sont exprimés explicitement ou implicitement dans les énoncés prospectifs. Ces facteurs doivent être examinés avec prudence, et le lecteur ne doit pas se fier indûment aux énoncés prospectifs. Pour obtenir plus de renseignements sur certains de ces facteurs

de risque, prière de consulter les documents d'information continue que la Société dépose de temps à autre auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission. Tous les énoncés prospectifs du communiqué de presse sont présentés à la date des présentes, et Fortis décline toute intention ou obligation de mettre à jour ou de réviser ces énoncés prospectifs, que ce soit en raison de nouveaux renseignements ou d'événements futurs.

Téléconférence sur les résultats annuels de 2017

Une téléconférence et une webdiffusion auront lieu à 8 h 30 (HE), le 15 février. Barry Perry, président et chef de la direction, et Karl Smith, vice-président directeur et chef des finances, discuteront des résultats annuels de 2017 de la Société.

Les analystes, les médias et les autres parties intéressées en Amérique du Nord sont conviés à y participer en composant le 1.877.223.4471. Les participants internationaux peuvent également y participer en composant le 647.788.4922. Veuillez appeler 10 minutes avant le début de la téléconférence. Aucun code de participant n'est requis.

La téléconférence fera l'objet d'une webémission en direct sur le site Web de la Société, à l'adresse www.fortisinc.com, sur lequel sera également disponible sa retransmission audio archivée.

Un enregistrement de la téléconférence sera disponible jusqu'au 15 mars 2018 dans les deux heures suivant sa tenue. Veuillez composer le 1.800.585.8367 ou le 416.621.4642, puis entrer le code 5798338.

Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec les personnes suivantes :

Demandes des investisseurs :

Stephanie Amaimo
Vice-présidente, Relations avec les investisseurs
Fortis Inc.
709.737.2900
investorrelations@fortisinc.com

Demandes des médias :

Karen McCarthy
Directrice, Communications et affaires corporatives
Fortis Inc.
709.737.5323
media@fortisinc.com

Rapport de gestion

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017
En date du 14 février 2018

TABLE DES MATIÈRES

Informations prospectives	1	Situation financière consolidée	23
Aperçu de la Société	3	Situation de trésorerie et sources de financement	24
Stratégie de la Société	6	Sommaire des flux de trésorerie consolidés ..	24
Tendances, occasions et risques principaux	6	Obligations contractuelles	27
Élément important	8	Structure du capital	29
Sommaire des faits saillants financiers	9	Notations	30
Résultats d'exploitation consolidés	12	Programme d'investissement	30
Résultats d'exploitation sectoriels	14	Occasions d'investissements additionnels	34
Entreprises de services publics réglementés	15	Besoins en flux de trésorerie	35
Entreprises de services publics réglementés –		Facilités de crédit	37
États-Unis	15	Arrangements hors bilan	38
ITC	15	Gestion des risques d'affaires	38
UNS Energy	15	Modifications de méthodes comptables	53
Central Hudson	16	Prises de position comptables futures	53
Entreprises de services publics réglementés –		Instruments financiers	55
Canada	17	Estimations comptables critiques	59
FortisBC Energy	17	Opérations entre parties liées et intersociétés	65
FortisAlberta	17	Principales informations financières annuelles	66
FortisBC Electric	18	Résultats du quatrième trimestre	67
Est du Canada	18	Sommaire des résultats trimestriels	70
Entreprises de services publics réglementés –		Évaluation par la direction des contrôles et	
Caraïbes	19	procédures de communication de l'information	
Activités non réglementées	20	et des contrôles internes à l'égard de	
Infrastructures énergétiques	20	l'information financière	71
Siège social et autres	20	Perspectives	72
Faits saillants en matière de réglementation	21	Données sur les actions en circulation	72

INFORMATIONS PROSPECTIVES

Le présent rapport de gestion de Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société ») a été préparé conformément au Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue. Le rapport de gestion doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés audités et les notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. L'information financière pour 2017 et les périodes comparatives figurant dans le présent rapport de gestion a été préparée conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (« PCGR des États-Unis ») et est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire.

Fortis inclut dans le rapport de gestion des informations prospectives au sens prévu par les lois canadiennes sur les valeurs mobilières applicables et des énoncés prospectifs au sens prévu par la Private Securities Litigation Reform Act of 1995 des États-Unis (collectivement, les « informations prospectives »). Les informations prospectives du présent rapport de gestion reflètent les attentes de la direction de Fortis à l'égard de la croissance future, des résultats d'exploitation, du rendement et des perspectives et des occasions d'affaires. Les termes « anticiper », « croire », « s'attendre à », « projeter », « estimer », « prévoir », « avoir l'intention de », « planifier », « cibler », y compris à la forme négative, et autres expressions similaires et certains verbes au futur ou au conditionnel comme « pourrait » et « devrait » sont utilisés pour désigner de l'information prospective, et comprennent, sans s'y limiter : les attentes selon lesquelles la Société restera à la fine pointe des nouvelles technologies; les dépenses en immobilisations sectorielles et consolidées brutes prévues par la Société pour 2018 et pour la période allant de 2018 à 2022 et la hausse connexe prévue de la base tarifaire; les échéances et les remboursements de la dette à échéance fixe consolidée prévus au cours des cinq prochains exercices; les attentes selon lesquelles la Société et ses filiales continueront d'avoir accès à un coût raisonnable à des capitaux à long terme en 2018; la cible de croissance annuelle moyenne du dividende jusqu'en 2022; le moment prévu du dépôt des demandes réglementaires et de la réception et de l'issue des décisions réglementaires; les énoncés relatifs au recouvrement par Fortis Turks and Caicos des produits perdus en raison des conséquences de l'ouragan Irma et le moment d'un tel recouvrement; la nature, le calendrier, les sources de financement et les coûts prévus de certains projets d'investissement, y compris, sans toutefois s'y limiter, les projets régionaux de transport à valeur multiple et le projet de conversion de 34,6 à 69 kV d'ITC, l'investissement dans les sources de production d'énergie flexibles et l'unité de production Gila River 2 d'UNS Energy, le projet d'agrandissement de l'usine de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Tilbury, le projet de pipeline de

gaz Eagle Mountain Woodfibre, la mise à niveau du réseau de la vallée du bas Fraser et le programme de gestion de l'intégrité du pipeline de FortisBC Energy, et les occasions additionnelles en dehors du programme de base, y compris le projet de Wataynikaneyap, le projet de raccordement sous le lac Érié et les investissements additionnels dans les infrastructures de GNL en Colombie-Britannique; la prévision selon laquelle les charges d'exploitation et les intérêts débiteurs des filiales seront payés à même les flux de trésorerie d'exploitation des filiales; la prévision selon laquelle les liquidités nécessaires à la réalisation des programmes d'investissement des filiales seront financées grâce à une combinaison d'emprunts sur les facilités de crédit, d'émissions de titres d'emprunt à long terme et d'injections de capitaux par Fortis; la prévision selon laquelle le maintien de la structure du capital ciblée des filiales réglementées en exploitation de la Société n'aura pas une incidence sur sa capacité de verser des dividendes dans un avenir prévisible; la prévision selon laquelle les besoins en liquidités de Fortis pour soutenir les programmes d'investissement des filiales et pour financer des acquisitions seront pourvus grâce à une combinaison d'emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société et du produit des émissions d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et de titres d'emprunt à long terme; les échéances et les remboursements de la dette à échéance fixe consolidée prévus en 2018 et au cours des cinq prochains exercices; la prévision selon laquelle la Société et ses filiales continueront de respecter les clauses restrictives de leur dette au cours de 2018; les énoncés relatifs au programme de placement au cours du marché, notamment en ce qui a trait au moment auquel aura lieu le placement, à la réception des approbations réglementaires et à la conclusion d'ententes avec les placeurs pour compte; l'intention de la direction de refinancer certains emprunts sur les facilités de crédit confirmées à long terme de la Société et des filiales au moyen d'un financement permanent à long terme; l'attente selon laquelle l'adoption de prises de position comptable futures n'aura pas d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la Société; l'incidence de la réforme fiscale américaine sur le bénéfice annuel par action de la Société, les flux de trésorerie des entreprises de services publics réglementés de la Société aux États-Unis et la croissance de la base tarifaire; et l'attente selon laquelle la croissance soutenue à long terme de la base tarifaire favorisera la croissance continue du bénéfice et des dividendes.

Certains facteurs ou hypothèses importants ont été utilisés pour tirer les conclusions présentées dans les informations prospectives et comprennent, sans s'y limiter : la réception des décisions réglementaires applicables et des ordonnances tarifaires demandées, la réception d'aucune décision réglementaire défavorable importante, et la prévision d'une stabilité réglementaire; aucun dépassement important des budgets de dépenses en immobilisations et de coûts de financement relatifs aux projets d'investissement de la Société; la réalisation d'autres occasions; la déclaration de dividende au gré du conseil d'administration compte tenu de la performance et de la situation financière de la Société; l'absence de volatilité importante des taux d'intérêt; l'absence de perturbations de service ou de passifs environnementaux importants attribuables à un sinistre ou à un bouleversement de l'environnement résultant de conditions climatiques difficiles, d'autres phénomènes naturels ou des événements majeurs; la capacité continue d'entretenir les réseaux de gaz et d'électricité afin d'assurer leur rendement continu; pas de repli important et prolongé de la situation économique; pas de baisse marquée des dépenses en immobilisations; des liquidités et des sources de financement suffisantes; le maintien de mécanismes réglementaires approuvés permettant de transférer les coûts du gaz naturel et de l'approvisionnement énergétique dans les tarifs imposés à la clientèle; la capacité de couvrir l'exposition aux fluctuations des taux de change et des prix du gaz naturel et de l'électricité; l'absence de modifications importantes aux lois fiscales; pas de défauts importants de la part de contreparties; la compétitivité soutenue des prix du gaz naturel par rapport à ceux de l'électricité et d'autres sources d'énergie de remplacement; la disponibilité ininterrompue de l'approvisionnement en gaz naturel, en combustible, en charbon et en électricité; le maintien des contrats d'approvisionnement en électricité et d'achat de capacité et leur approbation réglementaire; la capacité de financer les régimes de retraite à prestations déterminées, de réaliser les taux de rendement à long terme présumés sur les actifs connexes et de recouvrer le coût net des régimes de retraite à même les tarifs imposés à la clientèle; l'absence de modifications importantes des plans énergétiques gouvernementaux et des lois et règlements environnementaux qui pourraient avoir une incidence négative sur la Société et ses filiales; le maintien de couvertures d'assurance adéquates; la capacité d'obtenir et de maintenir des licences et permis; la conservation des territoires de service existants; la possibilité de continuer de reporter les impôts sur les bénéfices des établissements à l'étranger de la Société ; le maintien de l'infrastructure de technologie de l'information et l'absence d'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 raisonnablement évaluer le bien-fondé et la responsabilité potentielle des actions en justice en cours; et le maintien des ressources humaines suffisantes pour offrir des services et mettre en œuvre le programme d'investissement.

Les informations prospectives comportent des risques, des incertitudes et des hypothèses importants. Fortis prévient le lecteur qu'un certain nombre de facteurs pourraient entraîner un écart important entre les résultats, la performance ou les réalisations réelles et ceux qui sont exprimés explicitement ou implicitement dans les informations prospectives. Ces facteurs doivent être examinés avec prudence, et le lecteur ne doit pas se fier indûment aux informations prospectives. Les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats ou événements s'écartent des prévisions actuelles sont décrits à la rubrique Gestion des risques d'affaires du présent rapport de gestion et dans les documents d'information continue déposés de temps à autre auprès des organismes de réglementation canadiens en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission. Les principaux risques pour 2018 comprennent, sans s'y limiter : l'incertitude entourant l'issue des instances réglementaires des entreprises de services publics de la Société; l'incidence des fluctuations des taux de change; l'incidence de la Tax Cuts and Jobs Act sur les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie futurs de la Société; le risque associé à l'incidence d'une conjoncture économique moins favorable sur les résultats d'exploitation de la Société; le risque lié à la capacité de la Société à continuer de se conformer au paragraphe 404(a) de la loi Sarbanes-Oxley de 2002 et aux règles et règlements connexes de la Securities and Exchange Commission des États-Unis et du Public Company Accounting

Oversight Board; le risque associé à la réalisation du programme d'investissement de la Société pour 2018 dont la réalisation de grands projets d'investissement selon l'échéancier et le budget prévus; et l'incertitude entourant le moment des appels aux marchés financiers, et l'accès à ceux-ci, pour obtenir, à des conditions économiques, des fonds suffisants pour, entre autres, financer les dépenses en immobilisations et les acquisitions et rembourser la dette au fur et à mesure des échéances.

Toutes les informations prospectives du rapport de gestion sont présentées en date des présentes et, à moins que la loi ne l'exige, Fortis décline toute intention ou obligation de mettre à jour ou de réviser ces informations prospectives, que ce soit en raison de nouveaux renseignements ou d'événements futurs.

APERÇU DE LA SOCIÉTÉ

Fortis, dont les produits pour l'exercice 2017 ont été de 8,3 milliards \$ et le total de l'actif s'élève à environ 48 milliards \$, compte parmi les plus importantes entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz en Amérique du Nord. Près de 8 500 employés de la Société servent des clients du secteur des services publics dans cinq provinces canadiennes, neuf États américains et trois pays des Caraïbes. En 2017, les réseaux d'électricité de la Société ont répondu à une demande de pointe combinée de 32 134 mégawatts (« MW ») et ses réseaux de distribution de gaz ont répondu à une demande de pointe quotidienne de 1 585 térajoules.

Les activités de services publics, qui constituent le principal secteur d'activité de la Société, sont très réglementées, et le bénéfice des entreprises de services publics de la Société est calculé surtout d'après la réglementation fondée sur le coût du service et, dans certains territoires, des mécanismes de tarification axée sur le rendement (« TAR »). De manière générale, en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service, les organismes de réglementation respectifs établissent les tarifs de l'électricité et du gaz facturés à la clientèle de façon à permettre un recouvrement raisonnable par l'entreprise de services publics, en temps opportun, des coûts de fourniture estimatifs du service, y compris un taux de rendement juste selon une structure du capital réglementaire réputée ou ciblée appliquée à la valeur de l'actif réglementaire autorisée (« base tarifaire »). La capacité d'une entreprise de services publics réglementés de recouvrer de manière prudente les coûts engagés dans la prestation des services et de réaliser le taux de rendement des capitaux propres ordinaires (« RCP ») ou le taux de rendement des actifs de la base tarifaire (« RAB »), approuvés par l'organisme de réglementation, pourrait dépendre de la réalisation des prévisions établies dans les processus d'établissement des tarifs. Si une année témoin historique est utilisée pour établir les tarifs facturés à la clientèle, il peut y avoir un décalage attribuable à la réglementation entre le moment où les coûts sont engagés et celui où ils sont reflétés dans les tarifs facturés à la clientèle. Lorsque des mécanismes de TAR sont utilisés pour établir les besoins en produits annuels et les tarifs imposés à la clientèle qui en découlent, une formule est habituellement appliquée pour tenir compte de l'inflation et des améliorations présumées de la productivité. L'utilisation de mécanismes de TAR doit permettre à une entreprise de services publics de recouvrer, selon une possibilité raisonnable, le coût prudent du service et de réaliser son RCP ou son RAB autorisé.

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés peut subir l'incidence de ce qui suit : i) les changements apportés par l'organisme de réglementation aux RCP ou RAB autorisés et à la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital; ii) les changements de la base tarifaire; iii) les fluctuations des ventes d'énergie ou des volumes de gaz livrés; iv) les changements dans le nombre de clients et la composition de la clientèle; v) les écarts entre les charges réelles engagées et les charges prévues utilisées pour déterminer les besoins en produits et fixer les tarifs imposés à la clientèle, le cas échéant; vi) le décalage attribuable à la réglementation quand une année témoin historique est utilisée; et vii) les taux de change. Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont autorisées, le cas échéant, par leurs organismes de réglementation respectifs, à transférer à la clientèle, sans majoration, le coût du gaz naturel, le coût du combustible ou le coût de l'électricité achetée au moyen des tarifs de base imposés à la clientèle ou à utiliser des mécanismes de stabilisation tarifaire et d'autres mécanismes.

Fortis détermine ses secteurs d'activité selon le statut réglementaire et le territoire de service, et selon les informations utilisées par le principal décideur opérationnel pour répartir les ressources et évaluer la performance du secteur. La répartition des activités entre ces différents secteurs isolables de la Société permet à la haute direction d'estimer le rendement de chaque secteur et d'évaluer sa contribution globale aux objectifs à long terme de Fortis. Chaque entité au sein des secteurs isolables fonctionne avec grande autonomie et est responsable de son bénéfice net, ainsi que de l'affectation de ses propres ressources.

Les activités de chaque secteur isolable de la Société sont décrites ci-après.

Entreprises de services publics réglementés – États-Unis

- a) *ITC* : Société qui englobe principalement ITC Holdings Corp. et les activités de transport d'électricité de ses filiales réglementées en exploitation, dont International Transmission Company (« ITCTransmission »), Michigan Electric Transmission Company, LLC (« METC »), ITC Midwest LLC (« ITC Midwest ») et ITC Great Plains, LLC, (collectivement, « ITC »). ITC a été acquise par Fortis en octobre 2016, la Société détenant une participation de 80,1 % dans ITC et une société affiliée de GIC Private Limited (« GIC ») détenant une participation minoritaire de 19,9 % dans ITC. Le secteur ITC comprend aussi le montant net des charges du siège social et les activités de ITC Investment Holdings.

ITC possède et exploite des lignes de transport 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 des centrales jusqu'à des installations de distribution locales reliées aux réseaux d'ITC.

- b) *UNS Energy* : Société qui englobe principalement Tucson Electric Power Company (« TEP »), UNS Electric, Inc. (« UNS Electric ») et UNS Gas, Inc. (« UNS Gas »), (collectivement, « UNS Energy »).

TEP, la plus importante filiale d'exploitation d'UNS Energy, est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement. TEP produit et transporte de l'électricité et en distribue à environ 422 000 clients de détail dans le sud-est de l'Arizona, y compris dans la grande région métropolitaine de Tucson, dans le comté de Pima, de même que dans certaines zones du comté de Cochise. TEP vend également de l'électricité à d'autres entités situées dans l'ouest des États-Unis. UNS Electric est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement qui produit et transporte de l'électricité et en distribue à environ 96 000 clients de détail dans les comtés de Mohave et de Santa Cruz, en Arizona. À l'heure actuelle, TEP et UNS Electric possèdent des ressources de production ayant une capacité globale de 2 834 MW, y compris 64 MW de capacité de production d'énergie solaire. Plusieurs des actifs de production dans lesquels TEP et UNS Electric détiennent une participation sont détenus en propriété conjointe. Au 31 décembre 2017, environ 44 % de la capacité de production était alimentée au charbon.

UNS Gas est une entreprise de services publics réglementés de distribution de gaz qui sert environ 156 000 clients de détail dans les comtés de Mohave, de Yavapai, de Coconino, de Navajo et de Santa Cruz, en Arizona.

- c) *Central Hudson* : Société qui englobe principalement Central Hudson Gas & Electric Corporation (« Central Hudson »), une entreprise de services publics réglementés de transport et de distribution d'électricité et de gaz à quelque 300 000 consommateurs d'électricité et 80 000 consommateurs de gaz naturel dans des parties de la région médiane de la vallée de l'Hudson dans l'État de New York. La société détient une capacité de production hydroélectrique et alimentée au gaz totalisant 64 MW. Le secteur Central Hudson comprend aussi le montant net des charges du siège social et les activités de CH Energy Group, Inc. (« CH Energy Group »).

Entreprises de services publics réglementés – Canada

- a) *FortisBC Energy* : FortisBC Energy Inc. (« FortisBC Energy ») est la plus importante société réglementée de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique et sert environ 1 008 000 clients dans plus de 135 communautés. FortisBC Energy fournit des services de transport et de distribution à sa clientèle, et achète du gaz naturel pour revente à une clientèle surtout résidentielle, commerciale et industrielle. Le gaz naturel acheté provient surtout de la région nord-est de la Colombie-Britannique et, au moyen du pipeline Southern Crossing de FortisBC Energy, de l'Alberta.
- b) *FortisAlberta* : FortisAlberta Inc. (« FortisAlberta ») est une entreprise de services publics réglementés de distribution d'électricité qui sert quelque 556 000 clients dans une partie importante du sud et du centre de l'Alberta. La société ne possède ni n'exploite d'actifs de production ou de transport, et ne fait pas la vente directe d'électricité.
- c) *FortisBC Electric* : Comprend FortisBC Inc. (« FortisBC Electric »), société de services publics réglementés d'électricité intégrée œuvrant dans la région intérieure sud de la Colombie-Britannique qui sert directement et indirectement environ 172 000 clients. FortisBC Electric possède quatre

centrales hydroélectriques dont la puissance combinée s'élève à 225 MW. La part du secteur attribuable à FortisBC Electric englobe également les services d'exploitation, de maintenance et de gestion de cinq centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique appartenant principalement à des tiers, dont la centrale hydroélectrique Expansion Waneta de 335 MW (l'« Expansion Waneta »), propriété de Fortis et de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust (« CPC/CBT »).

- d) *Est du Canada* : Comprend Newfoundland Power Inc. (« Newfoundland Power »), Maritime Electric Company, Limited (« Maritime Electric »), FortisOntario Inc. (« FortisOntario »), ainsi que la participation en actions de 49 % de la Société dans Wataynikaneyap Power Limited Partnership (la « société en commandite Wataynikaneyap »).

Newfoundland Power est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de la partie insulaire de Terre-Neuve-et-Labrador qui sert environ 266 000 clients. La société possède une capacité de production installée de 139 MW, dont 97 MW d'origine hydroélectrique. Maritime Electric est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard qui sert quelque 80 000 clients. Maritime Electric possède aussi sur l'île des centrales d'une puissance combinée de 145 MW. FortisOntario englobe trois entreprises de services publics réglementés d'électricité qui fournissent des services à environ 66 000 clients de Fort Erie, de Cornwall, de Gananoque, de Port Colborne et du district d'Algoma, en Ontario. La société en commandite Wataynikaneyap est un partenariat entre 22 collectivités des Premières Nations et Fortis dont le mandat est de relier les Premières Nations éloignées au réseau électrique de l'Ontario au moyen de l'installation de nouvelles lignes de transport (le « projet de Wataynikaneyap Power »). Le projet de Wataynikaneyap Power est en phase de développement.

Entreprises de services publics réglementés – Caraïbes

Caraïbes : Comprend la participation conférant le contrôle d'environ 60 % de la Société dans Caribbean Utilities Company, Ltd. (« Caribbean Utilities ») (60 % au 31 décembre 2016), Fortis Turks and Caicos, et la participation en actions de 33 % de la Société dans Belize Electricity Limited (« Belize Electricity »). Caribbean Utilities est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée et l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans, qui sert environ 29 000 clients. Caribbean Utilities possède une capacité de production au diesel installée de 161 MW. Fortis Turks and Caicos comprend deux entreprises de services publics réglementés d'électricité intégrées qui servent quelque 15 000 clients dans certaines îles de Turks et Caicos. Fortis Turks and Caicos possède une capacité de production au diesel combinée de 84 MW. Belize Electricity est une société de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité au Belize.

Activités non réglementées

Infrastructures énergétiques : Activités qui se composent principalement des actifs de production visés par des contrats à long terme en Colombie-Britannique et au Belize et de l'installation de stockage de gaz naturel Aitken Creek (« Aitken Creek »). En Colombie-Britannique, les actifs de production se composent de la participation conférant le contrôle de 51 % de l'Expansion Waneta d'une puissance de 335 MW, exploitée par la société en commandite Expansion Waneta (« société Waneta »), CPC/CBT détenant les 49 % restants. La production est vendue à BC Hydro et à FortisBC Electric en vertu de contrats de 40 ans. Les actifs de production au Belize se composent de trois centrales hydroélectriques d'une puissance combinée de 51 MW, exploitées par Belize Electric Company Limited (« BECOL »), filiale en propriété exclusive indirecte de la Société. La production est vendue à Belize Electricity en vertu de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») de 50 ans. Aitken Creek Gas Storage ULC, acquise par Fortis en avril 2016, détient une participation de 93,8 % dans Aitken Creek, la participation restante étant détenue par BP Canada Energy Company. Aitken Creek est la seule installation de stockage souterrain de gaz en Colombie-Britannique, avec une capacité totale de 77 milliards de pieds cubes.

En 2016, la Société a vendu sa centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden de 16 MW.

Siège social et autres : Secteur qui permet de saisir les éléments de charges et de produits qui ne sont pas précisément liés à un secteur isolable, de même que les activités qui se trouvent sous le seuil requis pour être présentées en tant que secteur distinct. Le secteur Siège social et autres comprend le montant net des charges du siège social de Fortis et des charges des activités de sociétés de gestion non réglementées de FortisBC Holdings Inc. (« FHI »).

STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

Fortis est un leader nord-américain des services publics, et sa vision stratégique est de fournir un service sûr, fiable et économique aux clients tout en visant une croissance rentable à long terme. Les activités de la Société sont bien diversifiées et réglementées, principalement dans les domaines du transport et de la distribution, et se caractérisent par un bénéfice et des flux de trésorerie à faible risque, stables et prévisibles.

Le bénéfice par action ordinaire et le rendement total pour les actionnaires sont les principales mesures du rendement financier. Au cours de la période de dix exercices close le 31 décembre 2017, le bénéfice par action ordinaire de Fortis s'est accru à un taux annuel composé de 5,2 %. Pour la même période, Fortis a dégagé pour ses actionnaires un rendement total annualisé moyen de 8,8 %, surpassant l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et l'indice composé S&P/TSX, qui ont affiché un rendement annualisé moyen respectif de 5,6 % et 4,7 % pour la même période.

Fortis est résolue à obtenir une croissance à long terme soutenue de la base tarifaire et du bénéfice grâce aux investissements dans ses activités actuelles de services publics. La direction continue de voir à l'exécution du programme d'investissement consolidé et d'explorer les territoires de service existants afin de trouver de nouveaux créneaux d'investissement, et le modèle d'autonomie de la Société jette des bases propices pour de tels investissements futurs. La Société a un petit siège social, et ses entreprises de services publics fonctionnent sur une base essentiellement autonome. Toutes les entreprises de services publics ont leur propre équipe de gestion, et la plupart ont un conseil d'administration, composé majoritairement d'administrateurs indépendants, qui exerce un rôle de surveillance sur la direction. Étant donné que la surveillance réglementaire relève habituellement de l'État ou de la province, la Société est d'avis que ce modèle assure une meilleure transparence et sert le mieux les intérêts des clients.

TENDANCES, OCCASIONS ET RISQUES PRINCIPAUX

Développements dans le secteur de l'énergie : Les changements se poursuivent dans le secteur de l'énergie en Amérique du Nord. Parmi ces changements figurent la constance des initiatives de production d'énergie propre et de conservation de l'énergie, et un équilibre entre les avancées technologiques et l'évolution des besoins des clients. Nonobstant les changements dans le secteur des services publics, la sécurité, la fiabilité et la fourniture du service au coût raisonnable le plus bas possible demeurent au centre des enjeux du secteur des services publics.

Les changements apportés aux politiques énergétiques aux échelons fédéral, étatique et provincial entraînent une certaine volatilité dans les territoires concernés, car ils créent de l'incertitude par rapport aux politiques environnementales, fiscales et commerciales. Le milieu opérationnel évolue aussi constamment et se complexifie sur le plan de la réglementation et de la conformité. Ces changements aux politiques et à la réglementation créent de nouvelles possibilités d'investissement dans de nouvelles sources de production, y compris la production d'électricité à partir du gaz naturel, de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne, et dans les infrastructures afin de connecter les sources d'énergies renouvelables au réseau. Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont bien positionnées et sont actives dans la recherche de pareilles possibilités.

Les nouvelles technologies sont le moteur du changement dans tous les territoires de service. Les réseaux de distribution d'énergie sont en cours de modernisation grâce à la mise en place de compteurs avancés, de contrôles améliorés et de technologies opérationnelles plus sophistiquées; les entreprises de services publics peuvent ainsi obtenir des données détaillées sur la consommation d'énergie. Les capacités de gestion se développent à l'aide de nouveaux systèmes permettant de stocker l'énergie et de répondre à la demande, et les clients ont désormais les moyens de gérer et de réduire leur consommation d'énergie, tout en ayant accès à des technologies de production décentralisée plus abordables. Bien que certaines de ces nouvelles technologies annoncent la fin d'une prestation de services publics à sens unique, elles permettent néanmoins aux entreprises d'améliorer et d'étendre leurs services grâce à des investissements stratégiques. De tels investissements dans les technologies opérationnelles et de l'information, la croissance exponentielle des données, l'interconnexion aux réseaux de transport d'électricité et un contexte sécuritaire international incertain sont des facteurs qui incitent à améliorer les systèmes de sécurité physique et de cybersécurité.

Par ailleurs, l'engagement de la clientèle revêt de plus en plus d'importance pour les entreprises de services publics. En effet, les clients veulent prendre des décisions éclairées en matière d'énergie et participer activement à la prestation des services énergétiques dans le but de réduire les coûts de l'énergie. Les entreprises de services publics peuvent accroître leur valeur pour la clientèle en offrant des informations exactes, objectives et pertinentes pour les clients. Cela donne l'occasion aux entreprises de services publics de devenir des partenaires de confiance dans un marché de l'énergie en constante évolution.

On assiste également à des changements en ce qui concerne les attentes des clients, dans la mesure où la concurrence pour attirer la clientèle s'intensifie. Ces derniers exigent désormais un service personnalisé, une offre adaptée et des communications numériques en temps réel. Les entreprises de services publics de la Société sont bien positionnées pour répondre à ces nouveaux besoins en tirant parti des nouvelles technologies.

Malgré les enjeux qui touchent le secteur des services publics, Fortis est en bonne situation pour profiter des occasions qu'ils apporteront. Sa structure décentralisée et sa culture axée sur la clientèle appuieront les efforts requis pour suivre l'évolution des attentes des clients et l'aideront à collaborer avec les décideurs et les autorités de réglementation pour établir des solutions que les sociétés de services publics auront les moyens d'appliquer. Fortis est également un partenaire stratégique de la coalition d'entreprises de services publics Energy Impact Partners, une société fermée qui investit dans des technologies, des produits, des services et des modèles économiques inédits sur toute la chaîne d'approvisionnement de l'électricité. En mettant à contribution ces relations et ces partenariats, Fortis restera à la fine pointe des nouvelles technologies et sera en mesure de relever les défis du secteur en constante évolution des services publics.

Réglementation : La réglementation représente le principal risque commercial de la Société. Chacune des entreprises de services publics de la Société est régie par l'organisme de réglementation du territoire où elle mène ses activités. Les relations avec les organismes de réglementation sont gérées à l'échelle locale, et Fortis est bien positionnée pour maintenir des relations constructives avec eux par l'entremise d'équipes de gestion régionales et de conseils d'administration dont les membres sont majoritairement des administrateurs indépendants qui proviennent des régions concernées. L'engagement pris par les entreprises de services publics de la Société de fournir un service sûr et fiable, de viser l'excellence opérationnelle, et de promouvoir des relations positives avec la clientèle et les organismes de réglementation est aussi capital pour maintenir des rapports favorables avec les organismes de réglementation, obtenir le plein recouvrement des coûts et dégager des rendements concurrentiels pour les actionnaires de la Société.

En 2017, l'Arizona Corporation Commission (« ACC ») a émis une ordonnance tarifaire approuvant les nouveaux tarifs pour TEP en vigueur à compter du 27 février 2017. Les dispositions de l'ordonnance tarifaire comprennent, mais sans s'y limiter, une hausse des produits tirés des tarifs de base non liés au combustible de 108 millions \$ (81,5 millions \$ US), un RCP autorisé de 9,75 % et une composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital d'environ 50 %. À ITC, l'incertitude demeure quant à l'issue des plaintes liées au RCP du Midcontinent Independent System Operator (« MISO »), ainsi qu'au moment de leur résolution.

En février 2018, l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») a rendu une décision afin d'établir les besoins en produits initiaux et un mécanisme de financement du capital pour la deuxième période d'application de la TAR de FortisAlberta, soit la période s'échelonnant de 2018 à 2022. En vertu de cette décision, certains éléments de coûts demandés par les entreprises de services publics en Alberta n'ont pas été accordés. Un dépôt auprès de l'organisme de réglementation aux fins de conformité avec cette décision est requis d'ici le 1^{er} mars 2018. L'incidence sur le bénéfice par action de Fortis devrait être minime.

Toutes les entreprises de services publics réglementés de la Société exercent activement leurs obligations envers chacun de leurs organismes de réglementation actuels et s'attachent à maintenir des relations constructives avec les organismes de réglementation pour ce qui est du processus décisionnel. Pour une analyse approfondie des principales décisions et demandes réglementaires et du risque lié à la réglementation, voir les rubriques Faits saillants en matière de réglementation et Gestion des risques d'affaires du présent rapport de gestion.

Programme d'investissement et augmentation de la base tarifaire : La base tarifaire réglementée de mi-exercice de 2017 de la Société était de 25,4 milliards \$. Pour la période de cinq exercices allant jusqu'en 2022, le programme d'investissement de la Société devrait s'établir à environ 14,5 milliards \$. L'investissement dans des infrastructures énergétiques devrait faire augmenter la base tarifaire au-delà de 32 milliards \$ d'ici 2022 et générer un taux de croissance annuel composé de la base tarifaire sur cinq ans d'environ 5 %. Le taux de croissance annuel composé de la base tarifaire sur trois ans jusqu'en 2020 devrait être d'environ 6 %, ce qui tient compte d'une plus grande enveloppe de dépenses en immobilisations pour les trois premiers exercices visés par le programme d'investissement. Fortis prévoit que ces investissements favoriseront la croissance du bénéfice et des dividendes.

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

Accès à des capitaux et à des liquidités : Les entreprises de services publics réglementés de la Société ont besoin d'un accès ininterrompu à des capitaux à long terme pour financer les investissements dans l'infrastructure nécessaire pour fournir le service aux clients. Les capitaux à long terme requis pour mener à bien les programmes d'investissement des entreprises de services publics sont essentiellement mobilisés au niveau des entreprises dont les services sont réglementés. Les entreprises de services publics réglementés émettent habituellement des titres d'emprunt selon des termes allant de 5 à 40 ans. Au 31 décembre 2017, environ 80 % de la dette à long terme consolidée de la Société, excluant les emprunts effectués sur les facilités de crédit confirmées à long terme, avaient des échéances à plus de cinq ans. La direction prévoit que les échéances et les remboursements de la dette à terme fixe consolidée se chiffreront à environ 650 millions \$ en moyenne au cours de chacun des cinq prochains exercices.

Afin de s'assurer d'un accès ininterrompu à des capitaux et à des liquidités suffisantes pour financer leurs programmes d'investissement et leurs besoins de fonds de roulement, la Société et ses filiales disposent de facilités de crédit d'environ 5,0 milliards \$, dont quelque 3,9 milliards \$ étaient inutilisés au 31 décembre 2017. Étant donné leurs notations et leur structure du capital prudente actuelles, la Société et ses filiales prévoient conserver un accès raisonnable à des capitaux à long terme en 2018.

Hausse du dividende : Le dividende par action ordinaire versé en 2017 a augmenté, atteignant 1,625 \$. En 2017, Fortis a haussé de 6,25 % le dividende trimestriel par action ordinaire, le portant à 0,425 \$ par trimestre, ou 1,70 \$ sur une base annualisée. Ainsi, la Société poursuit sa tradition de hausse du dividende annualisé versé aux actionnaires ordinaires pour une 44^e année de suite.

Fortis a aussi prolongé sa prévision pour le dividende, visant jusqu'en 2022 une croissance annuelle moyenne du dividende par action ordinaire de 6 %. Cette prévision tient compte de plusieurs facteurs, y compris la prévision d'issues raisonnables pour les instances réglementaires visant ses sociétés de services publics, le succès de son programme d'investissement de 14,5 milliards \$ sur cinq ans, et la confiance continue de la direction quant à la solidité du portefeuille diversifié d'actifs de la Société et de ses résultats sur le plan de l'excellence opérationnelle.

ÉLÉMENT IMPORTANT

Réforme fiscale américaine : Le 22 décembre 2017, la Tax Cuts and Jobs Act a été promulguée par le président des États-Unis d'Amérique et apporte des changements importants à la législation fiscale (la « réforme fiscale américaine »). Les changements incluent une réduction du taux d'imposition des sociétés fédéral, qui passera de 35 % à 21 % à compter du 1^{er} janvier 2018, et certaines dispositions concernant le secteur des services publics, notamment le maintien d'une certaine déductibilité des intérêts débiteurs et l'élimination de la possibilité de passer en charges la totalité des dépenses d'investissement. Les filiales américaines de la Société ont dû réévaluer leurs actifs et leurs passifs d'impôts reportés, y compris les pertes d'exploitation nettes, selon le nouveau taux d'imposition des sociétés à la date d'entrée en vigueur. Cette réévaluation non récurrente a entraîné une diminution nette des passifs d'impôts reportés de 1,3 milliard \$ et la comptabilisation d'un passif réglementaire de 1,5 milliard \$ pour refléter la réduction des impôts reportés devant être remboursés aux clients, ainsi que la comptabilisation, dans la charge d'impôts reportés, d'un montant de 168 millions \$ lié à l'incidence défavorable de la réforme sur le bénéfice (146 millions \$, déduction faite des participations ne donnant pas le contrôle).

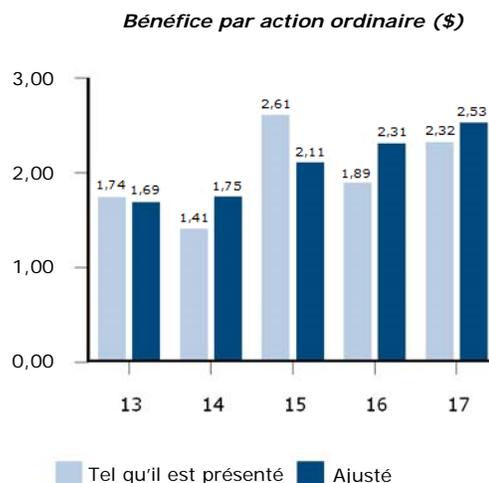
SOMMAIRE DES FAITS SAILLANTS FINANCIERS

Pour les exercices clos les 31 décembre	2017	2016	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (<i>en millions \$</i>)	963	585	378
Bénéfice de base par action ordinaire (\$)	2,32	1,89	0,43
Bénéfice de base par action ordinaire ajusté (\$)¹	2,53	2,31	0,22
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (<i>en millions</i>)	415,5	308,9	106,6
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation (<i>en milliards \$</i>)	2,8	1,9	0,9
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	1,625	1,525	0,10
Total de l'actif (<i>en milliards \$</i>)	47,8	47,9	(0,1)
Dépenses en immobilisations (<i>en milliards \$</i>)	3,0	2,1	0,9
Placement de titres d'emprunt à long terme (<i>en milliards \$</i>)	2,5	4,1	(1,6)

1. Le bénéfice de base par action ordinaire ajusté est une mesure financière non conforme aux PCGR des États-Unis. Pour obtenir une définition et un rapprochement des mesures non conformes aux PCGR, se reporter à la rubrique Résultats d'exploitation consolidés du présent rapport de gestion.

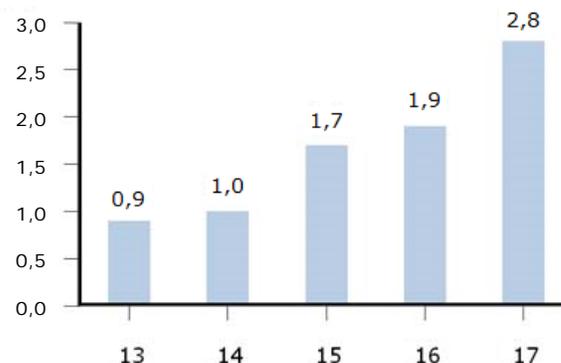
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires : Fortis a dégagé un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 963 millions \$ en 2017, contre 585 millions \$ en 2016. L'augmentation découle de l'apport au bénéfice fourni par ITC (acquise en octobre 2016) sur l'ensemble de l'exercice, de la baisse des charges du secteur Siège social et autres, du solide rendement d'UNS Energy et de la hausse du bénéfice d'Aitken Creek.

Bénéfice de base par action ordinaire : Le bénéfice de base par action ordinaire a été de 2,32 \$ en 2017, comparativement à 1,89 \$ en 2016. L'incidence de la hausse du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été contrebalancée en partie par une augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation associée au financement de l'acquisition d'ITC, ainsi qu'au régime de réinvestissement des dividendes et aux autres régimes d'achat d'actions de la Société.



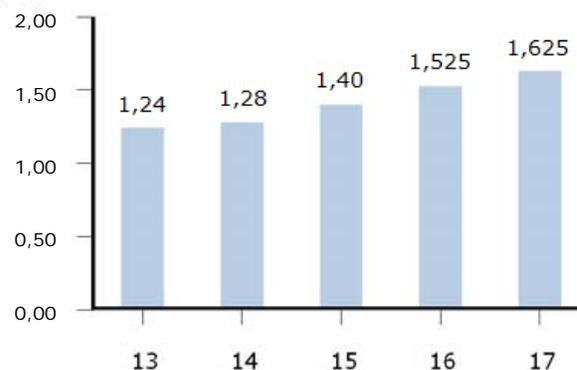
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation : Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont atteint 2,8 milliards \$ pour 2017, soit une hausse de 0,9 milliard \$, ou 47 %, par rapport à ceux de 2016. Cette hausse s'explique surtout par une augmentation du bénéfice en trésorerie découlant d'ITC et d'UNS Energy, ainsi que par les coûts de transaction liés aux acquisitions engagés par la Société en 2016. Les variations favorables dans les comptes de report réglementaires à long terme ont été contrebalancées par des variations défavorables du fonds de roulement.

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



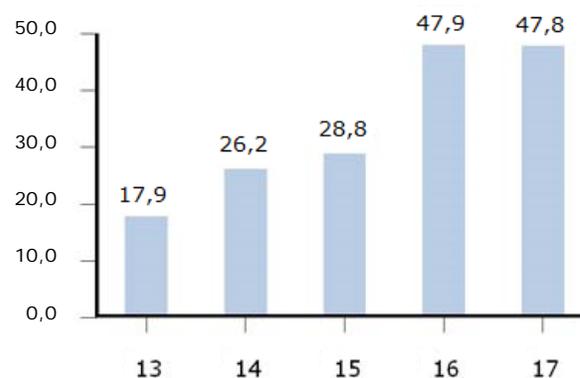
Dividendes : Le dividende par action ordinaire versé en 2017 a augmenté, atteignant 1,625 \$, soit une hausse d'environ 6 % par rapport à 1,525 \$ en 2016. En 2017, Fortis a haussé de presque 6,25 % le dividende trimestriel par action ordinaire, le portant à 0,425 \$ par trimestre.

Dividendes versés par action ordinaire (\$)



Total de l'actif : Le total de l'actif s'établissait à environ 47,8 milliards \$ à la fin de 2017, soit un montant comparable au total de l'actif à la fin de 2016. L'effet de change défavorable à la conversion des actifs libellés en dollars américains a été en grande partie neutralisé par les investissements continus dans l'infrastructure énergétique effectués dans le cadre des programmes d'investissement des entreprises de services publics réglementés.

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



Dépenses en immobilisations : Les dépenses en immobilisations consolidées se sont élevées à 3,0 milliards \$ en 2017 par rapport à 2,1 milliards \$ en 2016. Les dépenses en immobilisations consolidées en 2017 cadraient avec les prévisions de la Société de 3,0 milliards \$ pour 2017 présentées dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. La hausse des dépenses en immobilisations en 2016 s'explique par les dépenses en immobilisations engagées par ITC et l'augmentation des dépenses en immobilisations dans la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société. Pour en savoir plus sur le programme d'investissement consolidé de la Société, voir la rubrique Situation de trésorerie et sources de financement – Programme d'investissement du présent rapport de gestion.

Capital à long terme : Les entreprises de services publics réglementés de la Société ont mobilisé environ 2,5 milliards \$ en contractant une dette à long terme en 2017, à l'appui essentiellement des investissements dans les infrastructures énergétiques et des remboursements réguliers sur la dette.

En octobre 2016, pour financer une tranche de l'acquisition d'ITC, la Société a émis environ 114,4 millions d'actions ordinaires aux actionnaires d'ITC, ce qui représente une contrepartie en actions d'environ 4,7 milliards \$. La contrepartie nette en trésorerie a totalisé environ 4,7 milliards \$ et a été financée au moyen : i) du produit net de l'émission de billets non garantis d'un capital de 2,0 milliards \$ US (2,6 milliards \$) en octobre 2016; ii) du produit net de la prise d'une participation minoritaire de GIC d'un montant de 1,228 milliard \$ US (1,6 milliard \$), qui comprend un billet d'actionnaire de 199 millions \$ US (263 millions \$); et iii) de prélèvements d'environ 404 millions \$ US (535 millions \$) aux termes de la facilité de crédit-relais à terme de premier rang non garantie et non renouvelable de la Société.

En mars 2017, un total d'environ 12,2 millions d'actions ordinaires de Fortis ont été émises en faveur d'un investisseur institutionnel, pour un produit de 500 millions \$. Le produit a été affecté au remboursement d'emprunts à court terme.

Pour en savoir davantage, voir la rubrique Situation de trésorerie et sources de financement – Sommaire des flux de trésorerie consolidés du présent rapport de gestion.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre (en millions \$)	2017	2016	Écart
Produits	8 301	6 838	1 463
Coûts de l'approvisionnement énergétique	2 361	2 341	20
Charges d'exploitation	2 261	2 031	230
Amortissements	1 179	983	196
Autres produits, montant net	127	53	74
Frais financiers	914	678	236
Charge d'impôts sur les bénéfices	588	145	443
Bénéfice net	1 125	713	412
Bénéfice net attribuable aux :			
Participations ne donnant pas le contrôle	97	53	44
Actionnaires privilégiés	65	75	(10)
Actionnaires ordinaires	963	585	378
Bénéfice net	1 125	713	412
Bénéfice de base par action ordinaire	2,32	1,89	0,43

Produits

La hausse des produits s'explique par l'acquisition d'ITC en octobre 2016. La hausse des produits d'UNS Energy, principalement attribuable à l'incidence du règlement de la demande de révision de tarifs entrée en vigueur en février 2017 et à l'incidence globalement favorable des remboursements au titre des coûts de transport ordonnés par la Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC »), de même que le transfert dans les tarifs d'électricité facturés aux clients de coûts d'approvisionnement énergétique globaux plus élevés ont été partiellement contrebalancés par l'effet de change défavorable lié à la conversion des produits libellés en dollars américains.

Coûts de l'approvisionnement énergétique

L'augmentation des coûts de l'approvisionnement énergétique est principalement attribuable à la hausse globale du coût des produits de base, partiellement contrebalancée par l'effet de change favorable lié à la conversion des coûts de l'approvisionnement énergétique libellés en dollars américains.

Charges d'exploitation

L'augmentation des charges d'exploitation est surtout attribuable à l'acquisition d'ITC et aux hausses générales en raison de l'inflation et aux dépenses liées au personnel. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par la réception d'une indemnité de rupture de 28 millions \$ (24 millions \$, déduction faite des coûts de transaction et des impôts connexes) relative à la résiliation de l'accord d'acquisition du barrage Waneta en 2017, par des coûts de transaction liés à l'acquisition de 132 millions \$ (84 millions \$ après impôts) en 2016 relativement à l'acquisition d'ITC, et par l'effet de change favorable lié à la conversion des charges d'exploitation libellées en dollars américains.

Amortissements

L'augmentation des amortissements s'explique surtout par l'acquisition d'ITC et les investissements réguliers dans les infrastructures énergétiques des autres entreprises de services publics réglementés de la Société.

Autres produits, montant net

L'augmentation des autres produits, déduction faite des charges, est principalement attribuable à l'acquisition d'ITC et à un gain de change latent non récurrent de 21 millions \$ sur un prêt d'une société affiliée libellé en dollars américains en 2017. Le règlement favorable de questions liées à UNS Energy relativement aux remboursements au titre des coûts de transport ordonnés par la FERC de 11 millions \$ (7 millions \$ après impôts) en 2017 a également contribué à l'augmentation.

Frais financiers

L'augmentation des frais financiers est surtout attribuable à l'acquisition d'ITC, y compris les intérêts débiteurs relatifs à l'émission de titres d'emprunt réalisée pour finaliser le financement de l'acquisition. L'augmentation a été en partie contrebalancée par des coûts de transaction liés à l'acquisition de 39 millions \$ (28 millions \$ après impôts) en 2016 relativement à l'acquisition d'ITC.

Charge d'impôts sur les bénéfices

L'augmentation de la charge d'impôts sur les bénéfices tient principalement à l'acquisition d'ITC, à la charge d'impôts reportés de 168 millions \$ découlant de la réforme fiscale américaine et à la hausse du bénéfice avant impôts.

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et bénéfice de base par action ordinaire

L'augmentation du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires tient à un exercice complet de l'apport au bénéfice fourni par ITC, acquise en octobre 2016. Cette augmentation s'explique également par les facteurs suivants : i) la baisse des charges du secteur Siège social et autres, en raison principalement de la réception d'une indemnité de rupture de 24 millions \$, déduction faite des coûts de transaction connexes, relative à la résiliation de l'accord d'acquisition du barrage Waneta, un gain de change latent non récurrent de 21 millions \$ sur le prêt d'une société affiliée libellé en dollars américains ainsi que des coûts de transaction de 90 millions \$ en 2016 liés à l'acquisition d'ITC; ii) le solide rendement d'UNS Energy, qui tient surtout à l'incidence du règlement de la demande de révision de tarifs en février 2017 ainsi que l'incidence favorable d'un exercice à l'autre d'un montant de 29 millions \$ liée aux remboursements au titre des coûts de transport ordonnés par la FERC; et iii) la hausse du bénéfice d'Aitken Creek se rapportant au gain latent résultant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés d'un exercice à l'autre et l'apport sur un exercice complet en 2017. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par : i) une charge d'impôts reportés de 168 millions \$ attribuable à la réforme fiscale américaine; ii) la hausse des frais financiers liée à l'acquisition d'ITC; iii) le règlement favorable des questions litigieuses relatives à l'unité 1 de Springerville pour UNS Energy en 2016; iv) la baisse de l'apport des activités dans les Caraïbes, en raison surtout de l'incidence de l'ouragan Irma; et v) l'effet de change défavorable lié à la conversion des résultats libellés en dollars américains.

Le bénéfice par action ordinaire a augmenté de 0,43 \$ d'un exercice à l'autre. L'incidence des facteurs mentionnés précédemment sur le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été en partie contrebalancée par une augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation relative au financement de l'acquisition d'ITC et aux régimes de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions de la Société.

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté et bénéfice de base par action ordinaire ajusté

Fortis utilise des mesures financières, soit le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté et le bénéfice de base par action ordinaire ajusté, qui n'ont pas de signification normalisée prescrite par les PCGR des États-Unis et ne sont pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR des États-Unis. Par conséquent, ces éléments d'ajustement pourraient ne pas être comparables à des ajustements semblables présentés par d'autres sociétés. Les mesures qui se comparent le plus aux mesures des PCGR des États-Unis relativement au bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté et au bénéfice de base par action ordinaire ajusté sont le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et le bénéfice de base par action ordinaire, respectivement.

La Société calcule le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté comme le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, auquel sont ajoutés ou duquel sont retranchés des éléments qui, selon la direction, ne reflètent pas les activités usuelles et sous-jacentes de l'entreprise. Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, la Société a ajusté le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour tenir compte des éléments suivants : i) la charge d'impôts reportés découlant de la réforme fiscale américaine; ii) un gain de change latent non récurrent sur un prêt d'une société affiliée; iii) une indemnité de rupture; iv) les coûts de transaction liés à l'acquisition; et v) les ajustements cumulatifs liés aux décisions réglementaires relatives à des périodes antérieures considérées comme étant hors du cours normal des activités pour les périodes présentées.

La Société calcule le bénéfice de base par action ordinaire ajusté en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

Le tableau qui suit présente un rapprochement des mesures non conformes aux PCGR des États-Unis. Chaque élément d'ajustement est analysé dans les résultats d'exploitation sectoriels de chaque secteur isolable.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR des États-Unis			
Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en millions \$, sauf les données par action ordinaire et le nombre d'actions ordinaires)</i>			
	2017	2016	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	963	585	378
Éléments d'ajustement :			
ITC –			
Réforme fiscale américaine	91	—	91
Accélération de l'acquisition des droits relatifs aux attributions de rémunération à base d'actions	—	22	(22)
UNS Energy –			
Réforme fiscale américaine	5	—	5
Règlement des remboursements au titre des coûts de transport ordonnés par la FERC	(11)	—	(11)
Remboursements au titre des coûts de transport ordonnés par la FERC	—	18	(18)
Central Hudson –			
Réforme fiscale américaine	2	—	2
Siège social et autres –			
Réforme fiscale américaine	48	—	48
Gain de change latent sur un prêt d'une société affiliée	(21)	—	(21)
Indemnité de rupture	(24)	—	(24)
Coûts de transaction liés à l'acquisition	—	90	(90)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté	1 053	715	338
Bénéfice de base par action ordinaire ajusté (\$)	2,53	2,31	0,22
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation <i>(en millions)</i>	415,5	308,9	106,6

RÉSULTATS D'EXPLOITATION SECTORIELS

Bénéfice net sectoriel attribuable aux actionnaires ordinaires			
Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en millions \$)</i>			
	2017	2016	Écart
Entreprises de services publics réglementés – États-Unis			
ITC	272	59	213
UNS Energy	270	199	71
Central Hudson	70	70	—
Entreprises de services publics réglementés – Canada			
FortisBC Energy	154	151	3
FortisAlberta	120	121	(1)
FortisBC Electric	55	54	1
Est du Canada	64	64	—
Entreprises de services publics réglementés – Caraïbes			
	34	46	(12)
Activités non réglementées			
Infrastructures énergétiques	94	60	34
Siège social et autres	(170)	(239)	69
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	963	585	378

L'analyse des résultats financiers des secteurs isolables de la Société figure ci-après. Une analyse des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant aux entreprises de services publics réglementés de la Société est présentée à la rubrique Faits saillants en matière de réglementation du présent rapport de gestion.

ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS

La principale activité de la Société est la propriété et l'exploitation des entreprises de services publics réglementés. En 2017, le bénéfice tiré des entreprises de services publics réglementés a représenté environ 92 % (93 % en 2016) du bénéfice que la Société a tiré de ses secteurs opérationnels, en excluant les charges du secteur Siège social et autres. Le total des actifs des entreprises de services publics réglementés correspondait à environ 97 % du total de l'actif de la Société au 31 décembre 2017 (97 % au 31 décembre 2016).

ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS – ÉTATS-UNIS

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés aux États-Unis s'est établi à 612 millions \$ en 2017 (328 millions \$ en 2016), soit environ 59 % (43 % en 2016) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. La hausse du bénéfice s'explique par l'acquisition d'ITC en octobre 2016. Le total de l'actif du secteur s'élevait à quelque 29,4 milliards \$ au 31 décembre 2017 (30,1 milliards \$ au 31 décembre 2016), ce qui représentait environ 63 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2017 (65 % au 31 décembre 2016).

ITC

Faits saillants financiers ¹		
Exercices clos les 31 décembre	2017	2016
Taux de change moyen \$ US/\$ CA ²	1,30	1,34
Produits (en millions \$)	1 575	334
Bénéfice (en millions \$)	272	59

1. Les produits représentent la totalité d'ITC, alors que le bénéfice représente la participation conférant le contrôle de 80,1 % de la Société dans ITC et reflète les ajustements de consolidation de la répartition du prix d'acquisition.
2. La monnaie de présentation d'ITC est le dollar américain. Le taux de change moyen \$ US/\$ CA pour 2016 est calculé à partir du 14 octobre 2016, la date d'acquisition.

Produits et bénéfice

ITC a été acquise par Fortis le 14 octobre 2016 et la période comparative reflète les résultats financiers d'ITC à partir de la date d'acquisition.

Aucune transaction ni aucun événement survenu en dehors du cours normal des activités n'a eu d'incidence significative sur les produits ou le bénéfice d'ITC pour 2017, sauf l'adoption de la réforme fiscale américaine, qui a entraîné une hausse de 91 millions \$ de la charge d'impôts reportés. Pour obtenir plus de détails sur la réforme fiscale américaine, se reporter à la rubrique Élément important du présent rapport de gestion.

UNS ENERGY

Faits saillants financiers			
Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	Écart
Taux de change moyen \$ US/\$ CA ¹	1,30	1,33	(0,03)
Ventes d'électricité [en gigawattheures (« GWh »)]	14 971	14 387	584
Volumes de gaz [en pétajoules (« PJ »)]	13	13	—
Produits (en millions \$)	2 080	2 002	78
Bénéfice (en millions \$)	270	199	71

1. La monnaie de présentation d'UNS Energy est le dollar américain.

Ventes d'électricité et volumes de gaz

L'augmentation des ventes d'électricité s'explique principalement par la hausse des ventes en gros à court terme en raison des prix plus favorables des produits de base et par la hausse des ventes en gros d'électricité à long terme attribuable au début d'un nouveau contrat en 2017. La plus grande partie des produits tirés des ventes en gros à court terme sont transférés à la clientèle et n'ont aucune incidence sur le bénéfice.

Les volumes de gaz ont été comparables à ceux de 2016.

Produits

L'augmentation des produits est attribuable aux éléments suivants : i) l'incidence du règlement de la demande de révision de tarifs entrée en vigueur le 27 février 2017; ii) la comptabilisation en 2016 de remboursements au titre des coûts de transport ordonnés par la FERC d'environ 29 millions \$ (18 millions \$ après impôts); iii) l'augmentation des ventes en gros à court terme; et iv) la reprise d'un montant de 7 millions \$ (4 millions \$ après impôts) au titre de remboursements comptabilisés relativement à des ententes de services de transport en 2017. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par : i) l'effet de change défavorable d'environ 41 millions \$ lié à la conversion des produits libellés en dollars américains; ii) des produits de 17 millions \$ (10 millions \$ après impôts) liés au règlement des questions litigieuses relatives à l'unité 1 de Springerville en 2016; et iii) la diminution des produits liée à une baisse des taux de recouvrement des coûts du combustible en 2017, ce qui n'a aucune incidence sur le résultat.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est attribuable aux facteurs suivants : i) l'incidence du règlement de la demande de révision de tarifs; ii) un montant de 18 millions \$ en remboursements au titre des coûts de transport ordonnés par la FERC en 2016; iii) les prix plus favorables sur les ventes en gros à long terme; et iv) un montant d'environ 11 millions \$ lié au règlement favorable des remboursements au titre des coûts de transport ordonnés par la FERC en 2017. Cette augmentation a été contrebalancée partiellement par : i) un montant de 10 millions \$ lié au règlement favorable des questions litigieuses relatives à l'unité 1 de Springerville en 2016, mentionné ci-dessus; ii) une augmentation de la charge d'impôts reportés découlant de la réforme fiscale américaine; iii) l'augmentation des charges d'exploitation; et iv) l'effet de change défavorable d'environ 3 millions \$ lié à la conversion des résultats libellés en dollars américains.

CENTRAL HUDSON

Faits saillants financiers			
Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	Écart
Taux de change moyen \$ US/\$ CA ¹	1,30	1,33	(0,03)
Ventes d'électricité (<i>GWh</i>)	4 891	5 112	(221)
Volumes de gaz (<i>PJ</i>)	22	24	(2)
Produits (<i>en millions \$</i>)	872	849	23
Bénéfice (<i>en millions \$</i>)	70	70	—

1. La monnaie de présentation de Central Hudson est le dollar américain.

Ventes d'électricité et volumes de gaz

La baisse des ventes d'électricité et des volumes de gaz s'explique surtout par des températures plus fraîches à l'été 2017. Les températures plus fraîches ont donné lieu à une baisse de la consommation d'électricité moyenne et à une baisse de la demande de volumes de gaz par les générateurs électriques découlant dans les deux cas d'une baisse des besoins en climatisation.

Les variations des ventes d'électricité et des volumes de gaz pour Central Hudson sont assujetties aux mécanismes de dissociation des produits réglementaires et n'ont donc pas une incidence importante sur les produits et le bénéfice.

Produits

L'augmentation des produits est essentiellement attribuable à une hausse des produits tirés de la livraison en raison de l'augmentation des tarifs de base d'électricité et de gaz entrée en vigueur les 1^{er} juillet 2017 et 2016 et au recouvrement auprès des clients du coût des produits de base. Cette

augmentation a été contrebalancée en partie par un effet de change défavorable d'environ 19 millions \$ lié à la conversion des produits libellés en dollars américains et par une diminution des ventes d'électricité.

Bénéfice

Le bénéfice a été comparable à celui de 2016. Une diminution du bénéfice qui s'explique principalement par la hausse des charges d'exploitation, par le calendrier des produits non facturés, qui ne sont pas assujettis aux mécanismes de dissociation, ainsi que par l'effet de change défavorable d'environ 2 millions \$ lié à la conversion des résultats libellés en dollars américains, contrebalancée par l'augmentation des produits tirés de la livraison susmentionnée.

ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS – CANADA

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés au Canada s'est établi à 393 millions \$ en 2017 (390 millions \$ en 2016), soit environ 38 % du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées (51 % en 2016). La diminution en pourcentage du bénéfice tiré des activités réglementées par rapport à celui de 2016 est attribuable à l'acquisition d'ITC en octobre 2016. Le total de l'actif du secteur s'élevait à quelque 15,6 milliards \$ au 31 décembre 2017 (14,8 milliards \$ au 31 décembre 2016), ce qui représente environ 34 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2017 (32 % au 31 décembre 2016).

FORTISBC ENERGY

Faits saillants financiers			
Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	Écart
Volumes de gaz (PJ)	221	197	24
Produits (en millions \$)	1 198	1 151	47
Bénéfice (en millions \$)	154	151	3

Volumes de gaz

L'augmentation des volumes de gaz est principalement attribuable à la croissance de la clientèle, une hausse de la consommation moyenne des clients des secteurs résidentiel et commercial en 2017 en raison du temps hivernal plus froid et une hausse des volumes de gaz en raison de la conversion au gaz naturel de certains de ces clients plutôt qu'à d'autres combustibles.

Produits

L'augmentation des produits est principalement attribuable à l'augmentation des volumes de gaz et à la hausse du coût du gaz naturel facturé à la clientèle, en partie contrebalancée par une hausse des ajustements des transferts des écarts à rembourser aux clients.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice s'explique principalement par la hausse de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC ») découlant du projet d'agrandissement de l'usine de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Tilbury, en partie contrebalancée par une augmentation des charges d'exploitation.

FortisBC Energy réalise environ la même marge, que les contrats clients visent l'achat et la livraison de gaz naturel ou qu'ils ne visent que la livraison de gaz naturel. Du fait des mécanismes de report réglementaires, les variations des niveaux de consommation et du coût du gaz naturel n'ont pas une incidence importante sur le bénéfice.

FORTISALBERTA

Faits saillants financiers			
Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	Écart
Livraisons d'énergie (GWh)	17 018	16 788	230
Produits (en millions \$)	600	572	28
Bénéfice (en millions \$)	120	121	(1)

Livraisons d'énergie

L'augmentation des livraisons d'énergie a pour cause principale la hausse de la consommation moyenne par les clients des secteurs résidentiel, commercial et de l'irrigation, principalement en raison des températures plus chaudes à l'été 2017, partiellement contrebalancée par la baisse de l'activité dans les secteurs pétrolier et gazier. La croissance du nombre de clients des secteurs résidentiel et commercial a également contribué à l'augmentation.

Produits

L'augmentation des produits est principalement attribuable à une hausse des produits de suivi du capital, à la croissance du nombre de clients des secteurs résidentiel et commercial et à la hausse des produits attribuable aux coûts transférés aux clients. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse des tarifs facturés aux clients entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2017.

Bénéfice

Le bénéfice est comparable à celui de 2016. La diminution du bénéfice, qui s'explique principalement par la hausse des charges d'exploitation et des frais financiers ainsi que par la baisse des tarifs facturés aux clients, a été en partie contrebalancée par l'augmentation des produits dans le compte de suivi du capital et l'augmentation de la clientèle.

FORTISBC ELECTRIC

Faits saillants financiers			
Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	Écart
Ventes d'électricité (<i>GWh</i>)	3 305	3 119	186
Produits (<i>en millions \$</i>)	398	377	21
Bénéfice (<i>en millions \$</i>)	55	54	1

Ventes d'électricité

L'augmentation des ventes d'électricité s'explique par une hausse de la consommation moyenne principalement en raison des températures hivernales plus froides en 2017.

Produits

L'augmentation des produits est attribuable à une hausse des ventes d'électricité et à une augmentation des tarifs d'électricité de base entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2017.

Bénéfice

Le bénéfice est comparable à celui de 2016, la légère augmentation étant principalement attribuable à la hausse de la PFUPC.

EST DU CANADA

Faits saillants financiers			
Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	Écart
Ventes d'électricité (<i>GWh</i>)	8 355	8 374	(19)
Produits (<i>en millions \$</i>)	1 062	1 063	(1)
Bénéfice (<i>en millions \$</i>)	64	64	—

Ventes d'électricité

La diminution des ventes d'électricité est principalement attribuable à la baisse globale de la consommation, en partie compensée par l'augmentation du nombre de clients.

Produits

Les produits sont comparables à ceux de 2016. La diminution des produits, attribuable à la baisse des ventes d'électricité et au transfert dans les tarifs d'électricité facturés aux clients de coûts d'approvisionnement énergétique moins élevés, a été en partie compensée par l'augmentation des tarifs facturés aux clients.

Bénéfice

Le bénéfice est comparable à celui de 2016. Les frais financiers inférieurs aux prévisions ont été contrebalancés par la baisse des ventes d'électricité et par des frais de développement des affaires liés à la société en commandite Wataynikaneyap s'élevant à environ 2 millions \$. Pour plus de détails sur le projet de Wataynikaneyap Power, se reporter à la rubrique Situation de trésorerie et sources de financement – Occasions d'investissements additionnels du présent rapport de gestion.

ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS – CARAÏBES

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés dans les Caraïbes s'est établi à 34 millions \$ en 2017 (46 millions \$ en 2016), soit environ 3 % du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées (6 % en 2016). Le total de l'actif du secteur s'élevait à quelque 1,3 milliard \$ au 31 décembre 2017 (1,3 milliard \$ au 31 décembre 2016), ce qui représentait environ 3 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2017 (3 % au 31 décembre 2016).

Faits saillants financiers			
Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	Écart
Taux de change moyen \$ US/\$ CA ¹	1,30	1,33	(0,03)
Ventes d'électricité (GWh)	841	837	4
Produits (en millions \$)	301	301	—
Bénéfice (en millions \$)	34	46	(12)

1. La monnaie de présentation de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos est le dollar américain. La monnaie de présentation de Belize Electricity est le dollar bélizien, dont la valeur est fondée sur celle du dollar américain selon le rapport 2,00 \$ BZ = 1,00 \$ US.

Ventes d'électricité

L'augmentation des ventes d'électricité est attribuable à une hausse de la consommation moyenne, en partie contrebalancée par la baisse des ventes d'électricité en raison de l'incidence de l'ouragan Irma sur Fortis Turks and Caicos.

Produits

Les produits sont comparables à ceux de 2016. L'augmentation des produits, attribuable au transfert dans les tarifs d'électricité facturés aux clients de coûts de combustible plus élevés et à l'augmentation des tarifs d'électricité de base, a été contrebalancée par l'effet défavorable du change d'approximativement 6 millions \$ associé à la conversion des produits libellés en dollars américains et par la diminution des ventes d'électricité en raison de l'incidence de l'ouragan Irma.

Bénéfice

La diminution du bénéfice s'explique par la baisse des produits découlant de l'incidence de l'ouragan Irma, par la baisse de la quote-part du résultat de Belize Electricity, ainsi que par la hausse des frais financiers, imputable surtout à une diminution des intérêts inscrits à l'actif.

Fortis Turks and Caicos entend recouvrer les produits perdus en raison des conséquences de l'ouragan Irma au moyen de l'assurance des pertes d'exploitation. Ces produits seront comptabilisés lorsque la réclamation d'assurance sera réglée, ce qui devrait avoir lieu en 2018.

ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES

Faits saillants financiers			
Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	Écart
Ventes d'énergie (<i>GWh</i>)	918	901	17
Produits (<i>en millions \$</i>)	226	193	33
Bénéfice (<i>en millions \$</i>)	94	60	34

Ventes d'énergie

L'augmentation des ventes d'énergie est principalement attribuable à la production accrue au Belize en raison des précipitations plus abondantes en 2017.

Produits et bénéfice

L'augmentation des produits et du bénéfice s'explique surtout par la hausse du bénéfice d'Aitken Creek qui tient aux gains latents résultant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés et par l'apport sur un exercice complet en 2017.

SIÈGE SOCIAL ET AUTRES

Faits saillants financiers			
Exercices clos les 31 décembre (<i>en millions \$</i>)	2017	2016	Écart
Produits	1	9	(8)
Charges d'exploitation	13	108	(95)
Amortissements	2	4	(2)
Autres produits, montant net	29	—	29
Frais financiers	189	162	27
Économie d'impôts sur les bénéfices	(69)	(101)	32
	(105)	(164)	59
Dividendes sur actions privilégiées	65	75	(10)
Charges du secteur Siège social et autres	(170)	(239)	69

La diminution pour le secteur Siège social et autres tient surtout à la baisse des charges d'exploitation, à la hausse des autres produits et à une baisse des dividendes sur actions privilégiées, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des frais financiers et la baisse de l'économie d'impôts sur les bénéfices.

La diminution des charges d'exploitation est surtout attribuable à la réception d'une indemnité de rupture de 28 millions \$ (24 millions \$, déduction faite des coûts de transaction et des impôts connexes) relative à la résiliation de l'accord d'acquisition du barrage Waneta au troisième trimestre de 2017 et aux charges liées à l'acquisition d'ITC, qui ont totalisé 79 millions \$ (62 millions \$ après impôts) en 2016. La baisse des charges d'exploitation a été en partie contrebalancée par une augmentation des charges liées à la rémunération, y compris la hausse des charges liées à la rémunération à base d'actions découlant de l'appréciation du cours de l'action, par des hausses générales liées à l'inflation et par des frais accessoires pour soutenir l'inscription de la Société à la Bourse de New York.

L'augmentation des autres produits s'explique principalement par le gain de change latent non récurrent de 21 millions \$ sur le prêt d'une société affiliée libellé en dollars américains.

L'augmentation des frais financiers est surtout attribuable à l'acquisition d'ITC, y compris les intérêts débiteurs relatifs à l'émission de titres d'emprunt réalisée pour finaliser le financement de l'acquisition. L'augmentation a été en partie contrebalancée par des coûts de transaction liés à l'acquisition d'ITC qui ont totalisé environ 39 millions \$ (28 millions \$ après impôts) en 2016.

La baisse de l'économie d'impôts sur les bénéficiaires s'explique surtout par la charge d'impôts reportés de 48 millions \$ en 2017 découlant de la réforme fiscale américaine.

La diminution des dividendes sur actions privilégiées est attribuable au rachat d'actions privilégiées de premier rang de série E en septembre 2016.

FAITS SAILLANTS EN MATIÈRE DE RÉGLEMENTATION

Ci-après se trouvent les principales décisions et demandes réglementaires des entreprises de services publics réglementés de la Société pour 2017.

ITC

Plaintes relatives au RCP

Des propriétaires tiers ont déposé deux plaintes en instance auprès de la FERC, demandant à la FERC de déclarer que le RCP de base régional de 12,38 % du MISO pour les propriétaires de ligne de transport du MISO, dont certaines des filiales en exploitation d'ITC, ne revêt plus un caractère juste ou raisonnable. Les plaintes couvrent deux périodes consécutives de 15 mois allant de novembre 2013 à février 2015 (la « période initiale de remboursement » ou la « plainte initiale ») et de février 2015 à mai 2016 (la « deuxième période de remboursement » ou la « deuxième plainte »). Les ordonnances de la FERC à l'égard des plaintes établiront également le RCP devant être appliqué prospectivement à compter de la date d'émission des ordonnances de la FERC. En septembre 2016, la FERC a émis une ordonnance portant sur l'établissement d'un RCP de base pour la période initiale de remboursement de 10,32 % ainsi que d'un RCP maximal de 11,35 %. Ces taux s'appliquent prospectivement à compter de septembre 2016 jusqu'à ce qu'un nouveau taux soit approuvé pour la deuxième période de remboursement. Les propriétaires de lignes de transport du MISO ont cherché à obtenir une nouvelle audience à l'égard de l'ordonnance de septembre 2016.

En juin 2016, le juge administratif en chef a rendu une première décision à l'égard de la deuxième plainte, laquelle recommandait un RCP de base de 9,70 % ainsi qu'un RCP maximal de 10,68 %. Cette décision initiale constitue une recommandation non contraignante à l'intention de la FERC, et la FERC n'a pas encore émis d'ordonnance concernant la deuxième plainte. En septembre 2017, certains propriétaires de ligne de transport du MISO ont déposé une requête demandant à la FERC de rejeter la deuxième plainte. Dans l'éventualité où la deuxième plainte ne serait pas rejetée, la FERC devrait fixer un nouveau RCP de base ainsi qu'une fourchette raisonnable, qui seront également utilisés aux fins du calcul de l'obligation de remboursement pour la deuxième période de remboursement.

Au 31 décembre 2017, la fourchette de remboursement estimée pour la deuxième période de remboursement se situait entre 106 millions \$ US et 145 millions \$ US, et ITC a comptabilisé un passif réglementaire estimatif totalisant 182 millions \$ (145 millions \$ US). Le montant estimatif total du remboursement lié à la plainte initiale se chiffrait à 158 millions \$ (118 millions \$ US), y compris les intérêts, au 31 décembre 2016. Ce montant a été payé en 2017.

Les passifs réglementaires estimatifs ont été comptabilisés par ITC avant son acquisition par Fortis. L'issue de la plainte initiale et de la deuxième plainte ainsi que le moment de leur résolution sont encore incertains, en partie du fait que la FERC est tenue, selon une décision de cour rendue en avril 2017, de justifier davantage la méthode de calcul des nouveaux RCP. Il est possible que l'issue de ces questions soit très différente de la fourchette de remboursement estimée.

UNS Energy

Demande tarifaire générale

En février 2017, l'ACC a émis une ordonnance tarifaire approuvant les nouveaux tarifs pour TEP en vigueur à compter du 27 février 2017 (l'« ordonnance tarifaire de 2017 »). Les dispositions de l'ordonnance tarifaire de 2017 comprennent : i) une hausse des produits tirés des tarifs de base non liés au combustible d'environ 108 millions \$ (81,5 millions \$ US), y compris environ 20 millions \$ (15 millions \$ US) au titre des charges d'exploitation liées à la participation indivise de 50,5 % dans l'unité 1 de la centrale de Springerville, qui a été acquise par TEP en septembre 2016; ii) un rendement de 7,04 % sur la base tarifaire au coût initial, y compris un coût des capitaux propres de 9,75 % et un coût intégré de la dette à long terme de 4,32 %; iii) une composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital d'environ 50 %; et iv) l'adoption des taux d'amortissement proposés qui reflètent la réduction de la durée d'amortissement de l'unité 1 de la centrale de San Juan. Certains aspects de la

demande tarifaire de TEP, y compris le tarif fondé sur les relevés des compteurs et le concept tarifaire visant les nouveaux clients qui ont une technologie de production décentralisée, ont été reportés jusqu'à la tenue d'une deuxième instance de révision des tarifs de TEP, qui devrait maintenant s'achever au premier semestre de 2018. TEP n'est pas en mesure de prédire le dénouement de ces instances.

Ordonnance de la FERC

En 2015 et 2016, TEP a déclaré à la FERC qu'elle n'avait pas déposé en temps opportun certaines ententes relevant de la compétence de la FERC et a alors fait les dépôts requis aux fins de conformité, y compris le dépôt de plusieurs ententes de services de transport, la plupart conclues avant l'acquisition d'UNS Energy par Fortis en 2014, qui présentaient des écarts par rapport au formulaire standard d'entente de services de TEP. En 2016, la FERC a émis des ordonnances relativement au dépôt tardif des ententes de services de transport, obligeant TEP à effectuer des remboursements en fonction de la valeur temps aux contreparties aux ententes concernées. En 2016, TEP a comptabilisé des remboursements en fonction de la valeur temps de 29 millions \$, dont une tranche de 22 millions \$ avait déjà été payée et, au 31 décembre 2016, un montant de 7 millions \$ était comptabilisé en lien avec les remboursements en fonction de la valeur temps.

En juin 2016, afin de conserver ses droits, TEP a demandé à la Cour d'appel de circuit du District de Columbia de réviser l'ordonnance de remboursement. En janvier 2017, TEP et une des contreparties aux ordonnances relativement au dépôt tardif des ententes de services de transport ont conclu un règlement à l'égard des remboursements en fonction de la valeur temps. En vertu du règlement, en janvier 2017, la contrepartie a versé à TEP un montant de 11 millions \$, et TEP a rejeté l'appel avec préjudice.

En mai 2017, la FERC a informé TEP qu'aucune autre mesure coercitive n'était nécessaire à l'égard des remboursements relatifs aux ententes de services de transport de TEP et a mis fin à l'enquête connexe. Par conséquent, TEP a repris la provision restante de 7 millions \$ relative à d'éventuels remboursements en fonction de la valeur temps.

Central Hudson

Demande tarifaire générale

En juillet 2017, Central Hudson a déposé une demande de révision de tarifs auprès de la Public Service Commission (« PSC ») de New York relativement à une augmentation de 55 millions \$ (43 millions \$ US) et de 23 millions \$ (18 millions \$ US), respectivement, des tarifs d'électricité et de gaz naturel. La demande de révision des tarifs comprenait une demande de faire passer de 9,0 % à 9,5 % le RCP autorisé de Central Hudson et de faire passer la composante capitaux propres de sa structure du capital de 48 % à 50 %. Une ordonnance de la PSC est attendue en août 2018, et les nouveaux tarifs devraient entrer en vigueur au plus tard le 1^{er} septembre 2018. Cette ordonnance sera assortie d'une disposition permettant le recouvrement des produits comme si les taux approuvés étaient entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2018.

FortisAlberta

Coût du capital générique

En juillet 2017, l'AUC a établi une instance visant à déterminer le RCP et la structure du capital pour 2018, 2019 et 2020. L'instance est entrée en vigueur en octobre 2017, et une audience devrait débuter en mars 2018. Le RCP et la structure du capital approuvés pour 2017 demeureront provisoirement en vigueur jusqu'à la fin de cette instance. Une décision est attendue au troisième trimestre de 2018.

Instance en vue de la prochaine génération de tarification axée sur le rendement

FortisAlberta a déposé une demande de révision de tarifs en avril 2017 afin d'établir les besoins en produits initiaux et un mécanisme de financement supplémentaire du capital pour la deuxième période d'application de la TAR, soit la période de cinq ans s'échelonnant de 2018 à 2022. Les besoins en produits initiaux seront pris en compte pour déterminer les tarifs initiaux à utiliser dans la formule de la TAR appliquée pour établir les tarifs de distribution pour 2018.

En février 2018, l'AUC a rendu une décision sur la demande de révision de tarifs précisant la façon dont les tarifs de distribution seront calculés durant la deuxième période d'application de la TAR. L'AUC a enjoint à FortisAlberta de déposer une deuxième demande de révision de tarifs aux fins de conformité d'ici le 1^{er} mars 2018 et de continuer d'appliquer les tarifs approuvés de la TAR de 2017 pour 2018 en attendant. Les tarifs définitifs de la TAR pour 2018 devraient entrer en vigueur le 1^{er} avril 2018.

Principales instances réglementaires

Le tableau suivant résume les principales instances réglementaires en cours, y compris les dates de dépôt des demandes et le calendrier prévu des décisions pour les entreprises de services publics de la Société.

Entreprises de services publics réglementés	Demande/instance	Date du dépôt	Décision attendue
ITC	Plaintes liées au RCP de base pour le MISO	Sans objet	À déterminer
Central Hudson	Demande tarifaire générale	Juillet 2017	Août 2018

SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Le tableau qui suit présente les principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2016.

Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2016

Compte du bilan	Augmentation/ diminution (en millions \$)	Explication
Actifs réglementaires – à court et à long terme	112	L'augmentation est surtout attribuable au reclassement des actifs de production d'UNS Energy, auparavant classés dans les immobilisations corporelles, en partie contrebalancée par l'effet de change associé à la conversion des actifs réglementaires libellés en dollars américains.
Immobilisations corporelles, montant net	331	L'augmentation est principalement attribuable aux dépenses en immobilisations, en partie contrebalancée par l'amortissement, l'effet de change associé à la conversion des immobilisations corporelles libellées en dollars américains, le reclassement d'une provision pour UNS Energy, classée auparavant dans les passifs réglementaires, et au reclassement de la valeur comptable nette des actifs de production destinés à une mise hors service par anticipation dans les actifs réglementaires pour UNS Energy.
Écart d'acquisition	(720)	La diminution est principalement attribuable à l'effet de change associé à la conversion de l'écart d'acquisition libellé en dollars américains.
Emprunts à court terme	(946)	La diminution s'explique principalement par le remboursement de la facilité de crédit-relais de la Société qui a servi à financer une partie de l'acquisition d'ITC. La baisse est également attribuable au remboursement des emprunts contractés dans le cadre du programme de papier commercial d'ITC et des emprunts à court terme contractés par les autres entreprises de services publics réglementés à même le produit des émissions de titres d'emprunt à long terme.
Passifs réglementaires – à court et à long terme	1 263	L'augmentation est principalement attribuable à la réévaluation non récurrente du montant net du passif d'impôts reportés pour les filiales américaines de la Société en raison de la réforme fiscale américaine, ce qui a entraîné la comptabilisation d'un passif réglementaire de 1,5 milliard \$. L'augmentation a été en partie contrebalancée par une baisse des passifs réglementaires pour ITC, attribuable au paiement d'un remboursement lié à la plainte initiale, par le reclassement d'une provision dans les immobilisations corporelles par UNS Energy et par l'effet de change associé à la conversion des passifs réglementaires libellés en dollars américains.

Compte du bilan	Augmentation/ diminution (en millions \$)	Explication
Dette à long terme (y compris la tranche à court terme)	328	L'augmentation est principalement attribuable à l'émission de billets de premier rang par ITC qui ont surtout été utilisés pour rembourser la dette à long terme venant à échéance et des emprunts contractés dans le cadre de son programme de papier commercial. L'augmentation s'explique aussi par l'émission de titres d'emprunt par les autres entreprises de services publics réglementés, en partie contrebalancée par l'effet de change associé à la conversion de la dette libellée en dollars américains et les remboursements réguliers effectués sur la dette.
Passifs d'impôts reportés	(965)	La diminution est principalement attribuable à la réévaluation non récurrente du montant net du passif d'impôts reportés pour les filiales américaines de la Société en raison de la réforme fiscale américaine, pour un montant total de 1,3 milliard \$, et à l'effet de change associé à la conversion des passifs d'impôts reportés libellés en dollars américains, en partie contrebalancée par les écarts temporaires associés aux dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés.
Capitaux propres attribuables aux actionnaires (compte non tenu des participations ne donnant pas le contrôle)	406	L'augmentation est principalement attribuable aux facteurs suivants : i) l'émission de 500 millions \$ d'actions ordinaires; ii) le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2017, diminué des dividendes déclarés sur les actions ordinaires; et iii) l'émission d'actions ordinaires en vertu du régime de réinvestissement des dividendes et des autres régimes d'achat d'actions de la Société. L'augmentation a été en partie contrebalancée par une diminution du cumul des autres éléments du résultat étendu liée à la conversion des placements libellés en dollars américains de la Société dans des filiales, déduction faite des activités de couverture et des impôts.
Participations ne donnant pas le contrôle	(107)	La diminution est principalement attribuable à l'effet de change associé à la conversion des participations ne donnant pas le contrôle libellées en dollars américains.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

SOMMAIRE DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Le tableau qui suit présente les sources et les affectations des flux de trésorerie de la Société en 2017 par rapport à 2016, et est suivi d'une analyse de la nature des écarts dans les flux de trésorerie.

Sommaire des flux de trésorerie consolidés			
Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en millions \$)</i>	2017	2016	Écart
Trésorerie au début de l'exercice	269	242	27
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) :			
Activités d'exploitation	2 756	1 884	872
Activités d'investissement	(3 025)	(6 891)	3 866
Activités de financement	339	5 050	(4 711)
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(12)	(16)	4
Trésorerie à la fin de l'exercice	327	269	58

Activités d'exploitation : Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation en 2017 ont augmenté de 872 millions \$ en regard de ceux de l'exercice 2016. Cette hausse s'explique surtout par une augmentation du bénéfice en trésorerie découlant d'ITC et d'UNS Energy ainsi que par les coûts de transaction liés à l'acquisition de la Société en 2016. Les variations favorables dans les comptes de report réglementaires à long terme ont été contrebalancées par des variations défavorables du fonds de roulement.

Activités d'investissement : Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2017 ont baissé de 3 866 millions \$ en regard de ceux de l'exercice 2016. Cette diminution découle de l'acquisition d'ITC en octobre 2016 pour une contrepartie nette en trésorerie d'environ 4,5 milliards \$ et de l'acquisition d'Aitken Creek en avril 2016 pour un prix d'achat net de 318 millions \$, contrebalancées en partie par une hausse des dépenses en immobilisations. La hausse des dépenses en immobilisations s'explique par des dépenses en immobilisations attribuables à ITC et par une augmentation des dépenses en immobilisations dans la plupart des entreprises de services publics de la Société.

Activités de financement : Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour 2017 ont diminué de 4 711 millions \$ en regard de ceux de l'exercice 2016. Cette baisse s'explique surtout par les activités de financement liées à l'acquisition d'ITC en octobre 2016. La contrepartie nette en trésorerie associée à l'acquisition d'ITC a été financée au moyen : i) du produit net de l'émission de billets non garantis d'un capital de 2,0 milliards \$ US (2,6 milliards \$) en octobre 2016; ii) du produit net de la prise d'une participation minoritaire par GIC d'un montant de 1,228 milliard \$ US (1,6 milliard \$), qui comprend un billet d'actionnaire de 199 millions \$ US (263 millions \$); et iii) de prélèvements d'environ 535 millions \$ (404 millions \$ US) aux termes de la facilité de crédit-relais à terme de premier rang non garantie et non renouvelable de la Société.

En mars 2017, un total d'environ 12,2 millions d'actions ordinaires de Fortis ont été émises en faveur d'un investisseur institutionnel, pour un produit de 500 millions \$. Le produit a été affecté au remboursement d'emprunts à court terme.

En plus de l'incidence des activités de financement associées à l'acquisition d'ITC, la hausse des remboursements sur la dette à long terme, la hausse des remboursements nets sur les facilités de crédit confirmées et la variation des emprunts à court terme ont également contribué à la baisse des flux de trésorerie provenant des activités de financement. Cette baisse a été en partie contrebalancée par la hausse du produit des émissions de titres d'emprunt à long terme par les entreprises de services publics réglementés de la Société, notamment ITC.

En septembre 2016, la Société a racheté la totalité des actions privilégiées de premier rang de série E pour un montant de 200 millions \$.

Le produit des émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des frais d'émission, pour 2017 et 2016 est résumé dans le tableau suivant.

Produit des émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des frais d'émission			
Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en millions \$)</i>	2017	2016	Écart
ITC ¹	1 863	264	1 599
Central Hudson ²	74	68	6
FortisBC Energy ³	173	446	(273)
FortisAlberta ⁴	199	149	50
FortisBC Electric ⁵	74	—	74
Est du Canada ^{6, 7}	75	40	35
Caraïbes ^{8, 9}	80	65	15
Siège social ¹⁰	—	3 104	(3 104)
Total	2 538	4 136	(1 598)

1. En mars 2017, ITC a conclu des conventions d'emprunts à terme non garantis de 1 an et de 2 ans à des taux d'intérêt variables correspondant au TIOL à un mois majoré respectivement de 0,90 % et 0,65 %. Les emprunts en vertu des conventions d'emprunts à terme s'élevaient respectivement à 200 millions \$ US et à 50 millions \$ US, soit les montants maximaux disponibles en vertu des ententes. Le produit net de ces emprunts a servi au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit et aux fins générales de la société. L'emprunt à terme de 200 millions \$ US a été remboursé par la suite avec les titres d'emprunt à long terme émis en novembre 2017. En avril 2017, ITC a émis des obligations hypothécaires de premier rang garanties de 30 ans de 200 millions \$ US à 4,16 %. Le produit net de l'émission a servi au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit et aux fins générales de la société. En novembre 2017, ITC a émis des billets non garantis de 5 ans de 500 millions \$ US à 2,70 %, et des billets non garantis de 10 ans de 500 millions \$ US à 3,35 %. Le produit net des émissions a servi au remboursement de la dette à long terme, y compris les emprunts en vertu des conventions d'emprunts à terme susmentionnés, au remboursement d'emprunts à court terme, et aux fins générales de la société. En octobre 2016, un billet d'actionnaire de 12 ans de 199 millions \$ US à 6,00 % a été émis à une société affiliée de GIC au titre de sa participation minoritaire dans ITC. Le produit a servi au financement d'une tranche de la contrepartie en trésorerie de l'acquisition d'ITC.

2. En août 2017, Central Hudson a émis des billets non garantis de 30 ans de 30 millions \$ US à 4,05 % et des billets non garantis de 40 ans de 30 millions \$ US à 4,20 %. Le produit net des émissions a servi au remboursement de la dette à long terme et aux fins générales de la société. En juin 2016, Central Hudson a émis des billets non garantis de 4 ans de 24 millions \$ US à 2,16 %. Le produit net a servi au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société. En octobre 2016, Central Hudson a émis en deux tranches de billets non garantis d'un capital de 30 millions \$ US, dont une tranche de billets non garantis de 10 ans de 10 millions \$ US et une tranche de débentures non garanties de 30 ans de 20 millions \$ US à un taux d'intérêt respectif de 2,56 % et de 3,63 %. Le produit net a servi au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société.
3. En octobre 2017, FortisBC Energy a émis des débentures non garanties de 30 ans de 175 millions \$ à 3,69 %. Le produit net de l'émission a servi au remboursement des emprunts à court terme et au financement des dépenses en immobilisations. En avril 2016, FortisBC Energy a émis en deux tranches des débentures non garanties pour capital de 300 millions \$, dont une tranche de débentures non garanties de 10 ans de 150 millions \$ et une tranche de débentures non garanties de 30 ans de 150 millions \$ à un taux d'intérêt respectif de 2,58 % et de 3,67 %. En décembre 2016, FortisBC Energy a émis des débentures non garanties de 30 ans de 150 millions \$ à 3,78 %. Le produit net de l'émission a servi au remboursement des emprunts à court terme et au financement des dépenses en immobilisations.
4. En septembre 2017, FortisAlberta a émis des débentures non garanties de 30 ans de 200 millions \$ à 3,67 %. Le produit net de l'émission a servi au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit, au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société. En septembre 2016, FortisAlberta a émis des débentures non garanties de 30 ans de 150 millions \$ à 3,34 %. Le produit net a servi au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit, au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société.
5. En décembre 2017, FortisBC Electric a émis des débentures non garanties de 32 ans de 75 millions \$ à 3,62 %. Le produit net de l'émission a servi au remboursement des emprunts à court terme.
6. En juin 2017, Newfoundland Power a émis des obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement de 40 ans de 75 millions \$ à 3,815 %. Le produit net de l'émission a servi au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit et aux fins générales de la société.
7. En août 2016, Maritime Electric a émis des obligations hypothécaires de premier rang garanties de 40 ans de 40 millions \$ à 3,657 %. Le produit net a surtout servi au remboursement de la dette à long terme et des emprunts à court terme.
8. En mars et en mai 2017, Caribbean Utilities a émis des billets non garantis de 60 millions \$ US en deux tranches, soit des billets non garantis de 15 ans de 40 millions \$ US à 3,90 % et des billets non garantis de 30 ans de 20 millions \$ US à 4,64 %. Le produit net de l'émission a servi au financement des dépenses en immobilisations et au remboursement des emprunts à court terme.
9. En mai et en septembre 2016, Fortis Turks and Caicos a émis des billets non garantis de 15 ans de 45 millions \$ US, en deux tranches de 22,5 millions \$ US à un taux d'intérêt respectif de 5,14 % et de 5,29 %. En juillet 2016, Fortis Turks and Caicos a émis des obligations non garanties de 15 ans de 5 millions \$ US à 5,14 %. Le produit net a servi au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société.
10. En octobre 2016, la Société a émis des billets non garantis de 5 ans de 500 millions \$ US à 2,100 % et des billets non garantis de 10 ans de 1,5 milliard \$ US à 3,055 %. Le produit net a servi au financement d'une tranche de la contrepartie en trésorerie de l'acquisition d'ITC. En décembre 2016, la Société a émis des billets non garantis de 7 ans de 500 millions \$ à 2,85 %. Le produit net a servi à rembourser des emprunts sur la facilité de crédit se rapportant principalement au financement de l'acquisition d'Aitken Creek en avril 2016 et au rachat des actions privilégiées de premier rang, série E, en septembre 2016, ainsi qu'aux fins générales de la société.

Les emprunts effectués par les entreprises de services publics sur les facilités de crédit sont principalement destinés à leurs programmes d'investissement respectifs ou à leurs besoins de fonds de roulement. Les remboursements sont surtout financés par l'émission de titres d'emprunt à long terme, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ou des injections de capitaux propres par Fortis. De temps à autre, le produit des émissions d'actions privilégiées, d'actions ordinaires et de titres d'emprunt à long terme est affecté au remboursement des emprunts faits sur la facilité de crédit confirmée de la Société.

Les dividendes versés sur les actions ordinaires en 2017 se sont établis à 419 millions \$, déduction faite des dividendes réinvestis de 253 millions \$, comparativement à 316 millions \$, déduction faite des dividendes réinvestis de 162 millions \$, versés en 2016. L'augmentation des dividendes versés est attribuable à la hausse du dividende annuel versé par action ordinaire et à un accroissement du nombre d'actions ordinaires en circulation. Le dividende versé par action ordinaire a été de 1,625 \$ en 2017, comparativement à 1,525 \$ en 2016. En 2017, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a été de 415,5 millions, comparativement à 308,9 millions en 2016.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Le tableau qui suit présente, au 31 décembre 2017, les obligations contractuelles consolidées de la Société conclues avec des tiers externes pour les cinq prochains exercices et par la suite.

Obligations contractuelles Au 31 décembre 2017 (en millions \$)	Total	À moins de 1 an	Échéant la 2 ^e année	Échéant la 3 ^e année	Échéant la 4 ^e année	Échéant la 5 ^e année	Échéant après 5 ans
Dettes à long terme	21 535	705	282	673	1 219	1 060	17 596
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme	14 575	892	878	858	837	792	10 318
Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières ¹	2 314	90	74	73	78	49	1 950
Obligations d'achat d'électricité ²	2 240	275	157	126	118	117	1 447
Obligations d'achat d'électricité renouvelable ³	1 428	93	92	92	92	91	968
Obligations d'achat de gaz ⁴	1 085	278	201	189	147	112	158
Contrats à long terme – UNS Energy ⁵	910	157	158	125	79	50	341
Convention de servitudes avec ITC ⁶	413	13	13	13	13	13	348
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable ⁷	125	20	13	11	10	10	61
Convention de recouvrement de créances ⁸	122	3	3	3	3	3	107
Acquisition des installations communes de Springerville ⁹	85	—	—	—	85	—	—
Billet de la société Waneta	72	—	—	72	—	—	—
Obligations liées aux contrats de location-exploitation	53	11	9	7	4	4	18
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés	52	3	3	3	3	3	37
Autres ¹⁰	462	97	53	71	31	32	178
Total	45 471	2 637	1 936	2 316	2 719	2 336	33 527

1. Comprend les remboursements de capital, les intérêts implicites et les frais accessoires se rapportant principalement aux obligations liées aux contrats de location-acquisition de FortisBC Electric.

2. Les obligations d'achat d'électricité se rapportent à divers contrats d'achat d'électricité détenus par certaines entreprises de services publics réglementés de la Société, dont les contrats les plus importants sont décrits ci-dessous.

FortisOntario : Les obligations d'achat d'électricité de FortisOntario, qui totalisaient 692 millions \$ au 31 décembre 2017, comprennent un contrat avec Hydro-Québec pour l'achat de capacité pouvant atteindre 145 MW et de l'énergie associée d'au moins 537 GWh par année de janvier 2020 à décembre 2030. Ce contrat remplacera les contrats d'achat ferme à long terme existants entre FortisOntario et Hydro-Québec pour la fourniture d'une capacité de 145 MW, venant à expiration en 2019.

FortisBC Energy : FortisBC Energy est partie à un contrat d'approvisionnement en électricité avec BC Hydro visant l'achat d'électricité pour le projet d'expansion de l'usine de GNL de Tilbury, dont les obligations d'achat totalisaient 482 millions \$ au 31 décembre 2017.

FortisBC Electric : Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC Electric, qui totalisaient 333 millions \$ au 31 décembre 2017, comprennent principalement un CAÉ avec BC Hydro pour l'achat de capacité pouvant atteindre 200 MW et de l'énergie associée pouvant atteindre 1 752 GWh sur une durée de 20 ans. FortisBC Electric est aussi partie à une entente sur la capacité de l'Expansion Waneta (« WECA »), qui lui permet d'acheter 234 MW de capacité par mois, en moyenne, sur une durée de 40 ans, à compter d'avril 2015, tel qu'il est autorisé par la British Columbia Utilities Commission (« BCUC »). Les montants relatifs à l'entente sur la WECA n'ont pas été inclus dans le tableau sur les obligations contractuelles, puisqu'ils seront payés par FortisBC Electric à une partie liée.

Maritime Electric : Les obligations d'achat d'électricité de Maritime Electric comprennent deux contrats d'achat ferme pour l'achat soit de capacité, soit d'énergie, qui expireront en février 2019, ainsi qu'un contrat d'achat d'énergie avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB »). 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. En contrepartie de sa participation, Maritime Electric doit payer sa part du coût en capital et des coûts d'exploitation de la centrale. Au 31 décembre 2017, Maritime Electric avait pris des engagements de 511 millions \$ en vertu de ce contrat.

3. TEP et UNS Electric sont parties à des CAÉ renouvelables à long terme, lesquels exigent que TEP et UNS Electric achètent 100 % de la production de certaines centrales de production d'énergie renouvelable qui ont commencé leur exploitation commerciale. Bien que TEP et UNS Electric ne soient pas tenues d'effectuer des paiements aux termes de ces contrats si l'électricité n'est pas livrée, le tableau sur les obligations contractuelles comprend les paiements futurs estimés. Ces contrats viennent à expiration à diverses dates entre 2027 et 2036.
4. Certaines filiales de la Société, principalement FortisBC Energy, concluent des contrats d'achat de gaz, de transport de gaz et de services d'entreposage. FortisBC Energy a des obligations d'achat de gaz qui sont fondées sur des indices de prix du gaz qui varient selon les prix du marché; les obligations sont basées sur les prix indiciaires en vigueur le 31 décembre 2017.
5. UNS Energy a conclu divers contrats à long terme relatifs à l'achat et à la livraison de charbon pour alimenter ses centrales, à l'achat de services de transport de gaz pour répondre à ses besoins en charges, et à l'achat de services de transport pour l'électricité achetée. Les montants versés aux termes de ces contrats relatifs à l'achat et à la livraison de charbon dépendent des quantités réelles d'achat et de livraison. Certains de ces contrats comprennent également des clauses d'ajustement de prix qui auront une incidence sur les coûts futurs en vertu des contrats.
6. ITC est partie à une convention de servitude avec Consumers Energy, le principal client de METC, qui accorde à la société une servitude pour le transport de l'électricité ainsi que des droits de passage, des droits de jouissance, des intérêts en fief et des permis associés aux terrains que les lignes de transport traversent. La convention expirera en décembre 2050 et est assujettie à 10 renouvellements supplémentaires d'une durée de 50 ans par la suite.
7. UNS Energy et Central Hudson sont parties à des contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable visant principalement l'achat d'attributions environnementales auprès des clients de détail ayant des centrales solaires. Les paiements liés aux contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable sont faits à des intervalles convenus par contrat selon la quantité d'énergie renouvelable produite mesurée.
8. Maritime Electric est partie à une convention de recouvrement de créances avec PEI Energy Corporation, pour le coût en capital initial des câbles sous-marins et des pièces associées de l'interconnexion du système de transport du Nouveau-Brunswick. La convention vient à expiration en février 2056. Les paiements en vertu de la convention seront recouverts à partir des tarifs futurs facturés aux clients.
9. UNS Energy a l'obligation d'acheter une participation indivise de 32,2 % dans les installations communes de Springerville si les deux baux ne sont pas renouvelés.
10. Les autres obligations contractuelles comprennent divers autres engagements conclus par la Société et ses filiales, y compris les obligations au titre du régime d'UAR, du régime de DVATI et du régime d'UAD, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, les servitudes foncières et les obligations de financement du régime de retraite à prestations déterminées.

Autres obligations contractuelles

Dépenses en immobilisations : Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont tenues d'assurer des services aux clients au sein de leur territoire de service respectif. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés découlent en grande partie de la nécessité de maintenir et d'améliorer le rendement, la fiabilité et la sécurité des réseaux d'électricité et de gaz, et de répondre aux besoins d'une clientèle en croissance. Le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société, qui comprend les dépenses en immobilisations de ses activités non réglementées, devrait s'établir à environ 3,2 milliards \$ en 2018. Au cours de la période de cinq ans de 2018 à 2022, le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société devrait atteindre environ 14,5 milliards \$, montant qui n'est pas compris dans le tableau des engagements.

Autres : CH Energy Group participe à un investissement avec d'autres entreprises de services publics visant le développement, la propriété et l'exploitation conjoints de projets de transport d'électricité dans l'État de New York. En décembre 2014, une demande a été déposée auprès de la FERC concernant le recouvrement des coûts et du rendement de cinq projets de lignes de transport à haute tension totalisant 1,7 milliard \$ US. L'engagement maximal de CH Energy Group est de 182 millions \$ US, et CH Energy Group a fourni une garantie de société mère au titre de cet engagement. Au 31 décembre 2017, aucune obligation n'était prévue relativement à cette garantie.

Au 31 décembre 2017, FHI avait des garanties de société mère en cours de 80 millions \$ (77 millions \$ au 31 décembre 2016) afin de soutenir les activités d'optimisation de stockage d'Aitken Creek.

Les passifs réglementaires de la Société, qui totalisaient 3 446 millions \$ au 31 décembre 2017, ont été exclus du tableau des engagements ci-dessus, étant donné que le calendrier final de règlement de ces passifs est assujéti à des décisions réglementaires à venir ou que les périodes de règlement ne sont pas connues à l'heure actuelle.

STRUCTURE DU CAPITAL

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

La structure du capital consolidée de Fortis se présente comme suit.

Structure du capital Aux 31 décembre	2017		2016	
	(en millions \$)	(%)	(en millions \$)	(%)
Total de la dette, des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières (déduction faite de la trésorerie) ¹	21 739	59,2	22 490	60,6
Actions privilégiées	1 623	4,4	1 623	4,4
Capitaux propres ordinaires	13 380	36,4	12 974	35,0
Total	36 742	100,0	37 087	100,0

1. Inclut la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition et les obligations financières, y compris la tranche à court terme, ainsi que les emprunts à court terme, déduction faite de la trésorerie.

Compte tenu des montants se rapportant aux participations ne donnant pas le contrôle, la structure du capital de la Société au 31 décembre 2017 se composait à 56,5 % du total de la dette, des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières (déduction faite de la trésorerie), à 4,2 % des actions privilégiées, à 34,8 % des capitaux propres ordinaires et à 4,5 % des participations ne donnant pas le contrôle [à 57,8 % du total de la dette, des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières (déduction faite de la trésorerie), à 4,2 % des actions privilégiées, à 33,3 % des capitaux propres ordinaires et à 4,7 % des participations ne donnant pas le contrôle au 31 décembre 2016].

L'amélioration de la structure du capital de la Société est principalement attribuable à une baisse de la dette totale et à une augmentation des capitaux propres ordinaires découlant des éléments suivants : i) la diminution de la dette attribuable à l'effet de change de la conversion de la dette libellée en dollars américains, aux remboursements réguliers sur la dette et aux remboursements nets effectués sur les facilités de crédit confirmées, contrebalancée en partie par l'émission de nouveaux titres d'emprunt à long terme à l'appui des investissements dans les infrastructures énergétiques; ii) l'émission de 500 millions \$ d'actions ordinaires en mars 2017, affectée au remboursement des emprunts à court terme; iii) l'émission d'actions ordinaires en vertu du régime de réinvestissement des dividendes et des autres régimes d'achat d'actions de la Société; et iv) le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2017, diminué des dividendes déclarés sur les actions ordinaires. L'augmentation des capitaux propres ordinaires a été en partie contrebalancée par une diminution du cumul des autres éléments du résultat étendu liée à la conversion des placements libellés en dollars américains de la Société dans des filiales, déduction faite des activités de couverture et des impôts.

NOTATIONS

Au 31 décembre 2017, les notations de la Société se présentaient comme suit :

Agence de notation	Notation	Type de notation	Perspective
Standard & Poor's (« S&P »)	A-	Siège social	Stable
	BBB+	Titres d'emprunt non garantis	
DBRS	BBB (haut)	Siège social	Stable
	BBB (haut)	Titres d'emprunt non garantis	
Moody's Investor Service (« Moody's »)	Baa3	Émetteur	Stable
	Baa3	Titres d'emprunt non garantis	

Les notations ci-dessus reflètent le profil de faible risque commercial de la Société et la diversité de ses activités, la nature autonome et la séparation financière de chacune des filiales réglementées de Fortis, et le niveau d'endettement en ce qui a trait à la société de portefeuille. En mai 2017, S&P et DBRS ont confirmé la notation de la dette à long terme du siège social et la notation des titres d'emprunt non garantis de la Société et, en septembre 2017, Moody's a confirmé la notation de l'émetteur de titres à long terme et la notation des titres d'emprunt non garantis de la Société.

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

Les investissements dans les infrastructures énergétiques sont nécessaires pour assurer le maintien et l'amélioration de la performance de la fiabilité et de la sûreté des réseaux d'électricité et de gaz et pour répondre aux besoins d'une clientèle en croissance. Tous les coûts considérés comme se rapportant à la maintenance et aux réparations sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les coûts se rapportant aux remplacements, aux mises à niveau et aux améliorations sont capitalisés à mesure qu'ils sont engagés. Des coûts de maintenance et de réparation d'environ 440 millions \$ ont été passés en charges en 2017, comparativement à environ 330 millions \$ en 2016. L'augmentation est principalement attribuable à un exercice complet de charges pour ITC en 2017.

Les dépenses en immobilisations consolidées pour 2017 se sont établies à un montant d'environ 3,0 milliards \$. Le tableau qui suit présente, par secteur et par catégorie d'actifs, une ventilation de ces dépenses en immobilisations pour 2017.

Dépenses en immobilisations consolidées¹													
Exercice clos le 31 décembre 2017													
<i>(en millions \$)</i>													
	Entreprises de services publics réglementés									Total pour les entreprises de services publics réglementés		Activités non réglementées²	Total
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Est du Canada	Caraïbes					
Production	–	231	1	–	–	4	8	45			289	6	295
Transport	883	43	35	188	–	15	20	16			1 200	–	1 200
Distribution	–	181	138	156	342	43	110	67			1 037	–	1 037
Installations, matériel, véhicules et autres ³	66	29	26	79	53	34	9	15			311	15	326
Technologies de l'information	33	50	20	23	19	9	9	3			166	–	166
Total	982	534	220	446	414	105	156	146			3 003	21	3 024

1. Représentent les paiements en trésorerie visant la construction d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels, tel qu'il est présenté dans l'état des flux de trésorerie consolidé. Excluent la composante capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la PFUPC.

2. Comprennent les secteurs Infrastructures énergétiques et Siège social et autres.

3. Comprennent les dépenses en immobilisations liées à l'agrandissement de l'usine de GNL de Tilbury de FortisBC Energy et les dépenses en immobilisations liées au transport sur l'Alberta Electric System Operator (« AESO ») de FortisAlberta.

Les dépenses en immobilisations prévues sont fondées sur des projections détaillées quant à la demande d'énergie et aux coûts de la main-d'œuvre et du matériel, ainsi que sur d'autres facteurs, y compris la conjoncture économique et les taux de change, qui pourraient changer et entraîner un écart entre les dépenses réelles et les dépenses prévues. Les dépenses en immobilisations consolidées, qui ont totalisé 3,0 milliards \$ en 2017, cadraient avec les prévisions de 3,0 milliards \$ de la Société pour 2017 présentées dans le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Les dépenses en immobilisations consolidées pour 2018 devraient atteindre environ 3,2 milliards \$. Le tableau qui suit présente, par secteur et par catégorie d'actifs, une ventilation des dépenses en immobilisations consolidées prévues pour 2018.

Dépenses en immobilisations consolidées prévues¹												
Exercice clos le 31 décembre 2018												
<i>(en millions \$)</i>												
	Entreprises de services publics réglementés								Total pour les entreprises de services publics réglementés		Activités non réglementées²	Total
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Est du Canada	Caraïbes				
Production	—	251	3	—	—	5	13	85	357	26	383	
Transport	814	98	31	228	—	16	16	28	1 231	—	1 231	
Distribution	—	201	175	138	305	40	104	27	990	—	990	
Installations, matériel, véhicules et autres ³	25	70	30	72	74	37	12	4	324	23	347	
Technologies de l'information	24	66	36	24	28	6	10	8	202	—	202	
Total	863	686	275	462	407	104	155	152	3 104	49	3 153	

1. Représentent les prévisions pour les paiements en trésorerie visant la construction d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels, tel qu'il est présenté dans l'état des flux de trésorerie consolidé. Excluent la composante capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la PFUPC. Les dépenses en immobilisations prévues pour 2018 sont basées sur un taux de change prévu de 1,00 \$ US = 1,28 \$ CA. Selon un taux de change de clôture au 31 décembre 2017 de 1,00 \$ US = 1,25 \$ CA, les dépenses en immobilisations prévues pour 2018 seraient d'environ 3,1 milliards \$.

2. Comprennent les secteurs Infrastructures énergétiques et Siège social et autres.

3. Comprennent les dépenses en immobilisations prévues liées à l'agrandissement de l'usine de GNL de Tilbury de FortisBC Energy et les dépenses en immobilisations liées au transport sur l'AESO de FortisAlberta.

La répartition en pourcentage des dépenses en immobilisations consolidées réelles pour 2017 et prévues pour 2018 entre la croissance, le maintien et les autres se présente comme suit :

Dépenses en immobilisations consolidées	Coûts réels 2017	Coûts prévus 2018
Exercices se clôturant les 31 décembre (%)		
Croissance ¹	34	30
Maintien ²	51	55
Autres ³	15	15
Total	100	100

1. Dépenses en immobilisations engagées pour relier les nouveaux clients et les mises à niveau des infrastructures nécessaires pour répondre aux besoins d'une clientèle en croissance et assurer l'augmentation de la demande en énergie connexe, y compris les dépenses en immobilisations liées à l'agrandissement de l'usine de GNL de Tilbury de FortisBC Energy et les dépenses en immobilisations liées au transport sur l'AESO de FortisAlberta.

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

3. Se rapportent aux installations, au matériel, aux véhicules, aux systèmes de technologie de l'information et aux autres actifs.

Au cours de la période de cinq ans allant de 2018 à 2022 (le « programme d'investissement sur cinq ans »), les dépenses en immobilisations consolidées devraient atteindre environ 14,5 milliards \$, une hausse de 1,5 milliard \$ par rapport au montant de 13 milliards \$ prévu auparavant pour la période allant de 2017 à 2021, tel qu'il est présenté dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le

31 décembre 2016. Cette hausse au titre du programme d'investissement sur cinq ans résulte de la plateforme de croissance interne durable de la Société et reflète l'investissement accru, particulièrement de FortisBC Energy et d'UNS Energy. Le programme d'investissement à faible risque et facilement réalisable sur cinq ans est uniquement constitué d'un petit nombre de projets majeurs dont la valeur est supérieure à 150 millions \$.

La ventilation approximative des dépenses en immobilisations devant être engagées devrait être la suivante : 55 % par les entreprises de services publics réglementés aux États-Unis, y compris 25 % par ITC, 40 % par les entreprises de services publics réglementés au Canada, 4 % par les entreprises de services publics réglementés dans les Caraïbes et les 1 % restants, par les activités non réglementées. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés sont soumises à une approbation réglementaire. Au cours des cinq prochains exercices, selon une moyenne annuelle, la ventilation approximative des dépenses en immobilisations totales devant être engagées sera la suivante : 34 % pour répondre aux besoins d'une clientèle en croissance, 53 % pour les investissements de maintien, et 13 % pour les installations, le matériel, les véhicules, la technologie de l'information et les autres actifs.

La base tarifaire de mi-exercice réelle de 2017 et prévue pour 2018 pour les entreprises de services publics réglementés de la Société et de l'Expansion Waneta est présentée dans le tableau ci-dessous.

Base tarifaire de mi-exercice prévue <i>(en milliards \$)</i>	Coûts réels 2017	Coûts prévus 2018
ITC ¹	7,2	7,7
UNS Energy ¹	4,6	4,8
Central Hudson ¹	1,6	1,7
FortisBC Energy	4,1	4,3
FortisAlberta	3,1	3,4
FortisBC Electric	1,3	1,3
Est du Canada	1,7	1,8
Caraïbes ¹	1,0	1,0
Expansion Waneta	0,8	0,8
Total	25,4	26,8

1. La base tarifaire de mi-exercice réelle de 2017 est fondée sur un taux de change moyen réel de 1,00 \$ US = 1,30 \$ CA, et la base tarifaire de mi-exercice prévue pour 2018 est fondée sur un taux de change prévu de 1,00 \$ US = 1,28 \$ CA. Selon un taux de change de clôture le 31 décembre 2017 de 1,00 \$ US = 1,25 \$ CA, la base tarifaire de mi-exercice prévue pour 2018 serait d'environ 26,4 milliards \$.

Les principaux projets d'investissement inclus dans les dépenses en immobilisations consolidées de la Société pour 2017 et la période de cinq ans de 2018 à 2022 sont résumés dans le tableau qui suit.

Principaux projets d'investissement¹ <i>(en millions \$)</i>		Avant	Coûts réels	Coûts prévus	Coûts prévus	Année prévue
Société	Nature du projet	2017	2017	2018	2019-2022	d'achèvement
ITC ^{2, 3}	Projets régionaux de transport à valeur multiple	57	313	169	194	Après 2022
	Projet de conversion de 34,5 à 69 kilovolts (« kV »)	11	75	111	369	Après 2022
UNS Energy ³	Sources de production d'énergie flexibles – moteurs alternatifs	—	30	150	45	2019-2020
	Unité de production Gila River 2	—	—	—	211	2019
FortisBC Energy	Projet d'agrandissement de l'usine de GNL de Tilbury	406	44	12	8	2018
	Mise à niveau du réseau de la vallée du bas Fraser ⁴	43	145	177	55	2019
	Projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre ⁵	—	—	—	350	2021-2022
	Programme de gestion de l'intégrité du pipeline	—	—	—	312	Après 2022

1. Se rapportent aux dépenses en immobilisations relatives aux immobilisations corporelles et aux actifs incorporels, y compris les composantes capitaux propres et dette capitalisées de la PFUPC, le cas échéant. Les principaux projets d'investissement sont ceux dont le coût total est de 150 millions \$ ou plus, à l'exclusion des projets de maintenance en cours.
2. Les dépenses en immobilisations avant 2017 sont comptabilisées à partir de la date d'acquisition (14 octobre 2016).
3. Les dépenses en immobilisations prévues sont basées sur un taux de change prévu de 1,00 \$ US = 1,28 \$ CA pour 2018 à 2022.
4. FortisBC Energy réévalue actuellement les coûts après la réalisation de travaux d'ingénierie détaillés et l'évaluation de soumissions pour des travaux de construction et d'autres coûts.
5. Déduction faite des apports prévus des clients.

Les projets à valeur multiple pour ITC comprennent quatre projets régionaux de transport d'électricité qui ont été identifiés par le MISO afin de répondre aux besoins de capacité sur les réseaux et de fiabilité des réseaux dans différents États. Un montant d'environ 370 millions \$ (284 millions \$ US) a été investi dans les projets à valeur multiple depuis la date d'acquisition d'ITC et un montant supplémentaire de 169 millions \$ (132 millions \$ US) devrait être dépensé en 2018. Les projets en sont à diverses étapes de construction, et leurs dates de mise en service devraient s'échelonner de 2018 à après 2022.

Le projet de conversion de 34,5 kV à 69 kV d'ITC se compose de nombreux projets d'investissement visant la construction et la restauration de nouvelles lignes de 69 kV, dont les dates de mise en service s'échelonneront de 2018 à après 2022. Au cours de la période de cinq exercices allant jusqu'en 2022, un montant d'environ 480 millions \$ (376 millions \$ US) devrait être investi dans le projet.

Les sources de production d'énergie flexibles de 200 MW pour UNS Energy consisteront en dix moteurs alternatifs alimentés au gaz naturel. Les moteurs remplaceront les turbines à vapeur moins efficaces et vieillissantes et fourniront une capacité d'accélération et de pointe, ce qui facilitera l'ajout de sources d'énergie renouvelable dans le réseau. Le coût total du programme est estimé à 225 millions \$ (175 millions \$ US), et les dates d'entrée en service devraient se situer entre 2019 et 2020.

L'unité de production Gila River 2 de 550 MW alimentée au gaz naturel d'UNS Energy contribuera au remplacement des centrales alimentées au charbon qui seront mises hors service. Le coût total du projet est estimé à 211 millions \$ (165 millions \$ US) et comprend un contrat d'achat d'électricité initial assorti d'une option d'achat qui devrait être exercée à la fin de 2019.

Un montant d'environ 450 millions \$, y compris la PFUPC et les frais de développement, avait été investi dans l'agrandissement de l'usine de GNL de Tilbury, en Colombie-Britannique, à la fin de 2017. Le coût total du projet est évalué à environ 470 millions \$, y compris un montant d'environ 70 millions \$ lié à la PFUPC et aux frais de développement. Au cours de 2018, FortisBC Energy examinera les modifications apportées aux installations avant de redémarrer le processus de mise en service de l'usine interrompu au troisième trimestre de 2017. Le réservoir de stockage de GNL et un nouveau liquéfacteur devraient être en service au second semestre de 2018.

Le projet en cours de mise à niveau du réseau de la vallée du bas Fraser de FortisBC Energy a pour objet de régler des problématiques de capacité du réseau et d'état des pipelines sur le réseau d'approvisionnement en gaz de la vallée du bas Fraser en Colombie-Britannique. Le projet sera réalisé en deux étapes : i) l'étape portant sur le réseau de transport côtier, qui vise à augmenter la sécurité d'approvisionnement; et ii) l'étape de mise à niveau du réseau à moyenne pression de la vallée du bas Fraser, qui porte sur la problématique d'état des pipelines. Les activités de construction dans le cadre du projet relatif au réseau de transport côtier sont achevées, et les nouveaux pipelines ont été mis en service. FortisBC Energy réévalue actuellement les coûts liés à l'étape de mise à niveau du réseau à moyenne pression de la vallée du bas Fraser après la réalisation de travaux d'ingénierie détaillés et l'évaluation de soumissions pour des travaux de construction et d'autres coûts. Les travaux de construction dans le cadre du projet devraient être achevés au cours de 2018 et de 2019. Le coût d'investissement total dans le cadre des deux étapes de la mise à niveau du réseau de la vallée du bas Fraser est estimé à environ 420 millions \$, dont environ 177 millions \$ devraient être dépensés en 2018. La BCUC a approuvé la demande de remplacement de certains tronçons à moyenne pression dans la région du Grand Vancouver en octobre 2015.

Le projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre de FortisBC Energy concerne le prolongement du pipeline sur un site de GNL proposé, à Squamish, en Colombie-Britannique. L'estimation actuelle de l'investissement de FortisBC Energy dans le projet pourrait être mise à jour afin de tenir compte des plans définitifs, des estimations de construction et de l'échéancier détaillés ainsi que de la détermination finale des apports en capital des clients. FortisBC Energy a reçu un décret émis par le gouvernement de la Colombie-Britannique en vertu duquel ce projet n'avait pas à obtenir l'approbation réglementaire de la BCUC. Woodfibre LNG Limited a obtenu un permis d'exportation de l'Office national de l'énergie (l'« ONE »), lequel a récemment été prorogé de 25 à 40 ans, et a reçu les approbations des évaluations environnementales de la Première Nation Squamish, du British Columbia Environmental Assessment Office et de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale. FortisBC Energy a également obtenu les approbations pour les évaluations environnementales de la Première Nation Squamish et de la province en 2016. En novembre 2016, Woodfibre LNG Limited a annoncé avoir obtenu de sa société mère, Pacific Oil & Gas Limited, membre du groupe de sociétés de RGE dont le siège est à Singapour, l'approbation de l'investissement nécessaire pour réaliser le projet. Compte tenu de la certitude accrue résultant du nombre d'approbations reçues pour le projet et de l'avancement de la planification, des travaux d'ingénierie et des dépenses effectuées par Woodfibre LNG Limited jusqu'à maintenant, le projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre a été inclus dans le programme d'investissement sur cinq ans. Les dépenses en immobilisations projetées de FortisBC Energy, déduction faite des apports prévus des clients, s'élèvent à 350 millions \$, et dépendent toujours de la décision d'investissement finale de Woodfibre LNG Limited. Si le projet devait être réalisé, sa mise en service ne devrait pas avoir lieu avant 2021.

Le programme de gestion de l'intégrité du pipeline de FortisBC Energy est un programme pluriannuel axé sur l'amélioration de la sécurité du pipeline et de l'intégrité du système de transport haute pression, y compris la modification et le doublement du pipeline. Le coût en capital du programme jusqu'en 2022 devrait totaliser environ 312 millions \$.

OCCASIONS D'INVESTISSEMENTS ADDITIONNELS

La direction explore les territoires de service existants afin de trouver de nouvelles occasions d'investissement. Ces autres possibilités, abordées plus en détail ci-après, ne sont pas incluses dans le programme d'investissement sur cinq ans de base de la Société.

FortisOntario – Projet de Wataynikaneyap Power

Le projet de Wataynikaneyap Power ne cesse de progresser en Ontario. Constitué d'un partenariat entre 22 collectivités des Premières Nations et FortisOntario, le projet a pour mandat de relier les Premières Nations éloignées au réseau électrique de l'Ontario au moyen de l'installation de nouvelles lignes de transport. En 2016, le gouvernement de l'Ontario a désigné Wataynikaneyap Power comme la société de transport autorisée à réaliser ce projet. En décembre 2016, Fortis a conclu une entente avec Systèmes d'énergie renouvelable Canada en vue d'acquiescer sa participation dans le partenariat Wataynikaneyap. La transaction a été approuvée par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») et a été conclue en mars 2017. Par conséquent, la participation de Fortis dans le partenariat Wataynikaneyap a augmenté pour s'établir à 49 %, et la participation restante de 51 % est détenue par les 22 collectivités des Premières Nations. Le coût en capital estimatif total du projet est d'environ 1,35 milliard \$, sous réserve d'une estimation du coût définitive, et le projet devrait entraîner des économies importantes pour les collectivités des Premières Nations, tout en réduisant les émissions de

gaz à effet de serre. En mars 2017, le projet a franchi une étape importante par suite de l'approbation obtenue auprès de la CEO d'un compte de report pour recouvrer les frais de développement engagés entre novembre 2010 et le début de la construction. En août 2017, le gouvernement fédéral a annoncé qu'il financerait entièrement, pour un montant maximal de 60 millions \$, les travaux qui permettront de relier la Première Nation Pikangikum au réseau électrique de l'Ontario, une composante du projet de plus grande envergure de Wataynikaneyap Power. Outre l'évaluation environnementale qui est en cours, la préparation d'une demande d'autorisation de construire et son dépôt auprès de la CEO, prévu au premier trimestre de 2018, constituent le prochain jalon réglementaire. La construction du projet de plus grande envergure de Wataynikaneyap Power commencera sous réserve de la réception des permis et des approbations et de la conclusion d'une entente de financement entre les gouvernements fédéral et provinciaux. Ces questions suivent leur cours.

ITC – Projet de raccordement sous le lac Érié

Le projet de raccordement sous le lac Érié comprend une interconnexion bidirectionnelle sous-marine pour le transport de 1 000 MW d'électricité sous forme de courant continu à haute tension, qui constituerait la première interconnexion directe entre le marché de l'Independent Electricity System Operator en Ontario et celui de PJM Interconnection, LLC. Le projet permettra de fournir à la clientèle un accès plus efficace à l'énergie, une capacité accrue et des possibilités de crédits d'énergie renouvelable dans les deux marchés.

En janvier 2017, ITC a reçu un permis présidentiel délivré par le département de l'Énergie des États-Unis pour le projet de raccordement sous le lac Érié, autorisation obligatoire pour les projets traversant une frontière internationale. En janvier 2017 également, l'ONE du Canada a présenté un rapport à ITC recommandant la délivrance d'un certificat d'utilité publique et énonçant les conditions à remplir relativement à la ligne de transport. En mai 2017, ITC a complété le principal processus d'obtention de permis en Pennsylvanie après avoir reçu deux permis requis de la part du département de la protection de l'environnement de la Pennsylvanie. En juin 2017, ITC a reçu l'approbation du gouverneur en conseil du Canada, et un certificat d'utilité publique a été délivré par l'ONE. En octobre 2017, ITC a reçu les permis de l'Army Corps of Engineers des États-Unis, ce qui complète l'essentiel du processus de demande d'autorisations du projet aux États-Unis et au Canada. Le projet continue de franchir les jalons réglementaires, opérationnels et économiques. Les activités en cours consistent à terminer l'évaluation précise des coûts du projet et à conclure des ententes de services de transport favorables avec des contreparties potentielles. En attendant la réalisation des principaux jalons, la date de mise en service du projet est prévue pour la fin de 2021, ou trois ans après le début des travaux de construction.

FortisBC Energy – GNL

FortisBC Energy continue d'explorer d'autres scénarios d'investissement dans les infrastructures de GNL en Colombie-Britannique, y compris un nouvel agrandissement de l'usine de GNL à Tilbury, qui est située idéalement pour répondre à la demande de la clientèle en gaz naturel brûlant sans pollution. Le site peut être adapté pour agrandir la capacité de stockage ou ajouter de l'équipement de liquéfaction, et est situé à proximité de voies d'expédition internationales. Fortis est toujours en pourparlers avec bon nombre de clients sur les marchés d'exportation.

Autres occasions

La Société envisage d'autres occasions d'investissement, qui ne sont pas incluses dans le programme d'investissement sur cinq ans, y compris, sans s'y limiter, des occasions d'investissement dans le transport réglementé et dans des projets de stockage d'énergie et de contrats de transport pour ITC; des occasions d'investissement dans l'énergie renouvelable ainsi que dans des projets de transport et de stockage d'énergie, dans la modernisation du réseau et dans la résilience des infrastructures pour UNS Energy et d'autres investissements dans des infrastructures de gaz naturel pour FortisBC Energy.

BESOINS EN FLUX DE TRÉSORERIE

À l'échelle des filiales, il est prévu que les charges d'exploitation et les intérêts débiteurs seront, de façon générale, payés à même les flux de trésorerie d'exploitation des filiales, ainsi qu'à l'aide, selon divers ordres de grandeur, des flux de trésorerie résiduels disponibles pour les dépenses en immobilisations des filiales ou pour les versements de dividendes à Fortis. Des emprunts sur les facilités de crédit peuvent être nécessaires de temps à autre pour répondre aux besoins saisonniers de fonds de roulement. On prévoit également que les programmes d'investissement des filiales seront financés par une combinaison d'emprunts sur les facilités de crédit, d'émissions de titres d'emprunt à long terme et d'injections de capitaux propres par Fortis.

La capacité de la Société d'assurer le service de sa dette et de verser des dividendes sur ses actions ordinaires et privilégiées dépend des résultats financiers des filiales et des paiements en trésorerie connexes provenant de ces filiales. Certaines filiales réglementées subissent des contraintes pouvant restreindre leur capacité de faire des distributions en espèces à Fortis, notamment les contraintes imposées par certains organismes de réglementation limitant le montant des dividendes annuels et les contraintes imposées par certains prêteurs limitant le ratio d'endettement des filiales. De plus, il existe des limitations pratiques quant à l'utilisation des actifs nets de chaque filiale réglementée de la Société aux fins du versement des dividendes, s'il est de l'intention de la direction de maintenir la structure du capital approuvée par l'organisme de réglementation pour chacune de ses filiales réglementées. La Société ne prévoit pas que le maintien de la structure du capital ciblée de ses filiales réglementées aura une incidence sur sa capacité de verser des dividendes dans un avenir prévisible.

Les besoins en liquidités de Fortis pour soutenir les programmes d'investissement des filiales devraient être pourvus grâce à une combinaison d'emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société et du produit des émissions d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et de titres d'emprunt à long terme. Selon le moment de la réception des paiements en trésorerie des filiales, il peut arriver que la Société fasse des emprunts sur sa facilité de crédit confirmée afin de soutenir le service de la dette et le versement des dividendes.

En décembre 2017, FortisAlberta a déposé un prospectus préalable de base simplifié en vertu duquel la Société peut émettre des débetures d'un montant en capital total d'au plus 500 millions \$ au cours de la période de validité de 25 mois du prospectus.

En octobre 2017, FortisBC Energy a déposé un prospectus préalable de base simplifié en vertu duquel la Société peut émettre des débetures d'un montant en capital total d'au plus 650 millions \$ au cours de la période de validité de 25 mois du prospectus. Toujours en octobre, la Société a émis des débetures non garanties d'un montant de 175 millions \$ à 3,69 % en vertu du prospectus préalable de base simplifié. Le produit net de l'émission a servi à rembourser les emprunts à court terme et à financer les dépenses en immobilisations.

En novembre 2016, Fortis a déposé un prospectus préalable de base simplifié, aux termes duquel la Société peut, au cours de la période de validité de 25 mois du prospectus préalable de base, émettre des actions ordinaires ou privilégiées, des reçus de souscription ou des titres d'emprunt d'un montant en capital total d'au plus 5 milliards \$. En juillet 2017, Fortis a échangé ses billets non nominatifs de premier rang non garantis d'un montant de 2,0 milliards \$ US (2,6 milliards \$) contre des billets nominatifs de premier rang non garantis et d'un montant de 2,0 milliards \$ US (2,6 milliards \$) aux termes du prospectus préalable de base. En mars 2017 et en décembre 2016, aux termes du prospectus préalable de base, Fortis a émis respectivement des actions ordinaires pour un montant en capital de 500 millions \$ et des billets non garantis à 2,85 % pour un montant en capital de 500 millions \$. Un montant en capital d'approximativement 1,5 milliard \$ subsiste aux termes du prospectus préalable de base.

Au 31 décembre 2017, la direction prévoit que les échéances et les remboursements de la dette à échéance fixe consolidée seront de 394 millions \$ en 2018 et s'établiront à environ 650 millions \$ en moyenne au cours de chacun des cinq exercices suivants. Les facilités de crédit disponibles, le programme de papier commercial d'un montant de 400 millions \$ US d'ITC et le volume annuel gérable des échéances et des remboursements sur la dette apportent à la Société et à ses filiales une flexibilité pour choisir le moment des appels aux marchés financiers. Pour en savoir plus sur le risque lié à la situation de trésorerie et aux sources de financement, se reporter à la rubrique Gestion des risques d'affaires du présent rapport de gestion.

Au 31 décembre 2017, Fortis et ses filiales respectaient les clauses restrictives de leur dette et devraient continuer de le faire en 2018.

Le 14 février 2018, le conseil d'administration de la Société a autorisé un placement d'actions ordinaires au cours du marché (le « programme de placement au cours du marché ») pouvant atteindre 500 millions \$. Ce programme sera établi aux termes d'un supplément au prospectus préalable de base canadien et à la déclaration d'inscription préalable aux États-Unis, sous réserve de l'obtention d'une exemption des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et d'autres approbations réglementaires, ainsi que de la conclusion d'ententes avec des placeurs pour compte. L'établissement d'un programme de placement au cours du marché n'oblige pas la Société à émettre des actions ordinaires.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 31 décembre 2017, la Société et ses filiales disposaient de facilités de crédit consolidées d'environ 5,0 milliards \$, dont environ 3,9 milliards \$ étaient inutilisés, y compris une tranche inutilisée de 1,1 milliard \$ de la facilité de crédit renouvelable confirmée de la Société. Les facilités de crédit sont pour la plupart conclues auprès de grandes banques canadiennes et américaines, aucune banque ne détenant plus de 20 % de ces facilités. Une tranche d'environ 4,7 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2019 et 2022.

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

Facilités de crédit Aux 31 décembre (en millions \$)	Entreprises de services publics réglementés	Siège social et autres	2017	2016
Total des facilités de crédit ¹	3 567	1 385	4 952	5 976
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme ¹	(209)	—	(209)	(1 155)
Dette à long terme (y compris la tranche à court terme) ²	(465)	(206)	(671)	(973)
Lettres de crédit en cours	(73)	(56)	(129)	(119)
Facilités de crédit inutilisées	2 820	1 123	3 943	3 729

1. Aucun papier commercial n'était en cours au 31 décembre 2017 (195 millions \$ au 31 décembre 2016). Le papier commercial en cours ne réduit pas la capacité disponible conformément aux facilités de crédit consolidées de la Société.

2. Au 31 décembre 2017, les emprunts sur les facilités de crédit classés dans la dette à long terme incluaient la tranche à court terme de la dette à long terme de 312 millions \$ inscrite au bilan consolidé (61 millions \$ au 31 décembre 2016).

Aux 31 décembre 2017 et 2016, certains emprunts sur les facilités de crédit confirmées à long terme de la Société et de ses filiales étaient classés dans la dette à long terme. La direction se propose de les refinancer au moyen d'un financement permanent à long terme au cours des périodes à venir.

Entreprises de services publics réglementés

ITC a un total de 900 millions \$ US en facilités de crédit renouvelables confirmées non garanties venant à échéance en octobre 2022. ITC dispose d'un programme continu de papier commercial d'un montant total de 400 millions \$ US, aux termes duquel ITC n'avait aucun montant en cours au 31 décembre 2017.

UNS Energy a un total de 500 millions \$ US en facilités de crédit renouvelables confirmées non garanties venant à échéance en octobre 2022.

Central Hudson a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie totale de 250 millions \$ US, dont une tranche de 50 millions \$ US vient à échéance en juillet 2020 et le reste, en octobre 2020. Central Hudson a également une facilité de crédit non confirmée totalisant 40 millions \$ US.

FortisBC Energy a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 700 millions \$, qui vient à échéance en août 2022.

FortisAlberta a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 250 millions \$ venant à échéance en août 2022.

FortisBC Electric a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$, venant à échéance en mai 2022, et une facilité de découvert à vue non garantie de 10 millions \$.

Newfoundland Power a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 100 millions \$ venant à échéance en août 2022 et une facilité de crédit à vue de 20 millions \$. Maritime Electric a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 50 millions \$, venant à échéance en février 2019, et une facilité de crédit à vue non garantie de 5 millions \$. FortisOntario a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 40 millions \$ venant à échéance en juin 2020.

Caribbean Utilities a des facilités de crédit non garanties de 50 millions \$ US. Fortis Turks and Caicos a des facilités de crédit à vue non garanties à court terme de 22 millions \$ US, et un prêt de soutien d'urgence de 25 millions \$ US, tous deux venant à échéance en juin 2018.

Siège social et autres

Fortis a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 1,3 milliard \$, venant à échéance en juillet 2022. La Société a l'option d'augmenter la facilité d'un montant d'au plus 0,5 milliard \$ et, au 31 décembre 2017, cette option n'avait pas été exercée. En mars 2017, la Société a remboursé, au moyen du produit des émissions d'actions ordinaires, une facilité de crédit-relais à terme de premier rang non garantie et non renouvelable de 500 millions \$, utilisée pour financer une partie de la contrepartie en trésorerie de l'acquisition d'ITC. Fortis a émis environ 12,2 millions d'actions ordinaires, dans le cadre d'un placement privé auprès d'un investisseur institutionnel, ce qui représente une contrepartie en actions de 500 millions \$ à un prix de 41,00 \$ l'action.

FHI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 50 millions \$ venant à échéance en avril 2020.

ARRANGEMENTS HORS BILAN

À l'exception de lettres de crédit en cours de 129 millions \$ au 31 décembre 2017 (119 millions \$ au 31 décembre 2016), la Société n'avait pas d'arrangements hors bilan qui pourraient raisonnablement avoir un effet important sur les liquidités, la disponibilité ou les besoins de sources de capitaux.

GESTION DES RISQUES D'AFFAIRES

La présente rubrique résume les principaux risques de la Société qui pourraient avoir une incidence importante sur ses activités, ses résultats d'exploitation, sa situation financière ou ses flux de trésorerie. D'autres risques peuvent survenir ou des risques qui ne sont pas actuellement jugés importants peuvent le devenir ultérieurement.

Les entreprises de services publics de la Société sont assujetties à une réglementation importante, et les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société peuvent être touchés par des modifications réglementaires ou législatives.

Au 31 décembre 2017, les actifs de services publics réglementés représentaient environ 97 % du total de l'actif de Fortis (97 % au 31 décembre 2016). En 2017, environ 97 % des produits tirés des activités¹ de la Société provenaient des activités à tarifs réglementés (97 % en 2016), et environ 92 % du bénéfice tiré des activités¹ de la Société provenait des activités à tarifs réglementés en 2017 (93 % en 2016). La Société exploite des entreprises de services publics dans différents territoires, notamment cinq provinces canadiennes, neuf États des États-Unis et trois pays dans les Caraïbes.

Les entreprises de services publics de la Société sont assujetties à la réglementation de divers organismes de réglementation fédéraux, étatiques ou provinciaux qui peut avoir une incidence sur les produits et les bénéfices futurs. Ces organismes de réglementation veillent à l'application de plusieurs lois et règlements visant des aspects importants des activités des entreprises de services publics,

1. Les produits tirés des activités et le bénéfice tiré des activités sont des mesures non conformes aux PCGR des États-Unis et s'entendent respectivement du total des produits, à l'exception des produits du secteur Siège social et autres et des éliminations intersectorielles, et du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, à l'exception des charges du secteur Siège social et autres. Les produits tirés des activités et le bénéfice tiré des activités sont les mesures utilisées par le principal décideur opérationnel pour évaluer le rendement des filiales d'exploitation de la Société.

notamment : les tarifs d'électricité et de gaz facturés aux clients; le RCP autorisé et la structure du capital réputée des entreprises de services publics; les investissements dans les infrastructures d'électricité et de gaz naturel; la capacité et les services accessoires; le transport et la distribution de l'électricité; les modalités et conditions de l'approvisionnement des clients en électricité; les émissions de titres; la prestation de services par les affiliées et la répartition des coûts de ces services; certaines questions de nature comptable et certaines questions liées à l'emplacement et à la construction des réseaux de transport et de distribution. Toutes les décisions prises par ces organismes de réglementation peuvent avoir une incidence défavorable sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie des entreprises de services publics de la Société. En outre, rien ne garantit que les entreprises de services publics recevront les décisions réglementaires en temps opportun; il se pourrait donc qu'elles aient à engager des coûts avant d'obtenir une approbation de leurs besoins en produits.

Les entreprises de services publics de la Société suivent la réglementation fondée sur le coût du service pour établir les besoins en produits annuels et les tarifs imposés à la clientèle qui en découlent, réglementation en vertu de laquelle la capacité de recouvrer les coûts réels de la prestation de services et de dégager le RCP ou RAB autorisés peut dépendre de la réalisation des prévisions établies dans le processus d'établissement des tarifs. L'incapacité d'une entreprise de services publics de réaliser de telles prévisions pourrait nuire aux résultats d'exploitation, à la situation financière et aux flux de trésorerie de la Société. Lorsque des mécanismes de TAR sont utilisés, une formule est habituellement appliquée pour tenir compte de l'inflation et des améliorations présumées de la productivité. L'utilisation de mécanismes de TAR doit permettre à une entreprise de services publics de recouvrer, selon une possibilité raisonnable, le coût prudent du service et de réaliser son RCP autorisé; cependant, si l'augmentation des coûts attribuables à l'inflation est plus élevée que le facteur inflationniste établi par l'autorité de réglementation ou si l'entreprise de services publics est incapable de mener à bien les améliorations à la productivité, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société pourraient s'en ressentir. Dans le cas du mécanisme de TAR actuel de FortisAlberta, les dépenses en immobilisations pourraient ne pas être admissibles ou approuvées au titre de financement supplémentaire, le cas échéant.

La Société et ses entreprises de services publics doivent tenir compte des incidences de la réglementation, ainsi que des coûts liés à la conformité imposés sur les activités en raison de cette réglementation. La conjoncture politique et économique a influé et peut continuer d'influer négativement sur les décisions réglementaires et d'entraîner des conséquences négatives pour les entreprises de services publics de la Société, y compris l'annulation ou le report d'activités de développement prévues ou d'autres dépenses en immobilisations, et des coûts qui peuvent ne pas être recouverts au moyen des tarifs. De plus, la Société ne peut prédire les modifications législatives ou réglementaires, et rien ne garantit qu'elle pourra donner suite à ces modifications de façon adéquate ou en temps opportun. Ces modifications législatives ou réglementaires peuvent augmenter les coûts de la Société et de ses entreprises de services publics, ainsi que les pressions concurrentielles auxquelles elles sont soumises. N'importe lequel de ces événements pourrait avoir une incidence nuisible sur les activités, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la Société.

Pour des renseignements additionnels sur les questions réglementaires particulières se rapportant aux entreprises de services publics de la Société, voir la rubrique Faits saillants en matière de réglementation du présent rapport de gestion.

Certains éléments des tarifs établis selon une formule des filiales en exploitation à tarifs réglementés d'ITC peuvent être et ont été contestés, ce qui pourrait occasionner des tarifs inférieurs ou des remboursements des montants déjà perçus, et pourrait avoir des conséquences défavorables sur les activités, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'ITC.

Les filiales en exploitation à tarifs réglementés d'ITC fournissent le service de transport aux termes de tarifs réglementés par la FERC. La FERC a approuvé des tarifs établis selon une formule fondée sur les coûts, qui sont utilisés pour calculer les besoins en produits annuels, mais elle n'a pas expressément approuvé le montant des dépenses en immobilisations et d'exploitation réelles devant être utilisé aux fins des tarifs établis selon une formule. Tous les aspects des tarifs d'ITC approuvés par la FERC, y compris les modèles de tarifs établis selon une formule, les taux de rendement de la tranche réelle de capitaux propres de la structure du capital et de la structure du capital cible approuvée peuvent être contestés par les parties concernées, ou par la FERC. De plus, des parties concernées peuvent contester la mise en application et le calcul annuels par ITC des tarifs prévus et de l'ajustement des tarifs établis

selon une formule, en se fondant sur leurs tarifs établis selon une formule approuvés découlant de leurs propres protocoles de mise en œuvre des tarifs établis selon une formule. Les consommateurs ultimes et les entités qui leur fournissent de l'électricité peuvent également tenter d'influencer le gouvernement ou les autorités de réglementation pour qu'ils changent les méthodes d'établissement des tarifs s'appliquant à ITC, particulièrement en cas d'augmentation marquée des tarifs de l'électricité livrée. S'il est établi que les tarifs sont injustes et déraisonnables ou que les modalités de la prestation de service sont indûment discriminatoires ou préférentielles, la FERC peut y apporter alors les rajustements prospectifs appropriés. Il pourrait en résulter des tarifs inférieurs ou des remboursements des montants perçus qui pourraient tous avoir des conséquences défavorables importantes sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'ITC.

Pour des renseignements supplémentaires concernant les plaintes actuelles de tiers auprès de la FERC liées au taux de rendement des capitaux propres de base régional du MISO pour certaines filiales en exploitation à tarifs réglementés d'ITC, voir la rubrique Faits saillants en matière de réglementation du présent rapport de gestion.

Les variations des taux d'intérêt pourraient avoir un effet préjudiciable sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société.

De façon générale, les RCP autorisés des entreprises nord-américaines de services publics réglementés sont exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à long terme. Le processus réglementaire peut considérer le niveau général des taux d'intérêt comme un facteur pour établir des RCP autorisés. Un environnement de faibles taux d'intérêt pourrait avoir un effet préjudiciable sur les RCP autorisés des entreprises de services publics de la Société, ce qui pourrait avoir une incidence néfaste sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société. Toutefois, en cas de hausse des taux d'intérêt, le décalage attribuable à la réglementation pourrait retarder l'augmentation du RCP autorisé qui en résulterait pour contrebalancer la hausse du coût du capital.

La Société et ses filiales sont aussi exposées au risque de taux d'intérêt lié aux emprunts sur les facilités de crédit à taux variables, à la dette à long terme à taux variable et au refinancement de la dette à long terme. Les entreprises de services publics recouvrent généralement les intérêts débiteurs auprès de la clientèle, à même les tarifs, avec l'approbation des organismes de réglementation. L'incapacité de transférer les intérêts débiteurs aux clients pourrait avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie des entreprises de services publics. En outre, une variation des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence sur l'évaluation et la présentation de la juste valeur de la dette à long terme.

Si les installations de production, de transport et de distribution des entreprises de services publics de la Société ne fonctionnaient pas comme prévu, il pourrait en résulter des conséquences fâcheuses pour les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société et de ses entreprises de services publics.

Le fonctionnement continu des installations de services publics entraîne des risques courants dans le secteur de l'électricité et du gaz, notamment des tempêtes et des conditions climatiques rigoureuses, des catastrophes naturelles, des guerres, des actes terroristes, une défaillance du matériel critique et d'autres catastrophes survenant à l'intérieur ou à l'extérieur des territoires de service des entreprises de services publics. Ces événements pourraient entraîner des interruptions de service et empêcher la livraison sécuritaire d'électricité et de gaz aux clients, ce qui entraînerait une baisse du bénéfice ou des flux de trésorerie si la situation n'est pas résolue en temps opportun ou si les incidences financières de la remise en état ne sont pas couvertes par des polices d'assurance ou ne sont pas atténuées au moyen du recouvrement des coûts réglementés.

L'exploitation des centrales hydroélectriques de la Société comporte certains risques, notamment un bris ou une défaillance d'équipement, l'interruption de l'approvisionnement en combustible et des niveaux d'efficacité ou de rendement plus bas que prévu. Des interruptions non planifiées, y compris la prolongation des interruptions planifiées en raison d'une défaillance d'équipement ou d'autres complications, se produisent parfois et constituent un risque inhérent aux activités de production. Rien ne garantit que les installations de production de Fortis poursuivront leurs activités selon les attentes.

L'exploitation des actifs de transport et de distribution d'électricité est également exposée à des risques, y compris l'éventualité d'incendies, principalement provoqués par des défaillances du matériel, la chute d'arbres et la foudre touchant des lignes ou du matériel. Certaines entreprises de services publics de la Société exploitent des installations sur des terrains éloignés et montagneux qui présentent des risques de perte ou de dommages en cas de feux de forêt, d'inondations, d'emportements par les eaux, de glissements de terrains, de tremblements de terre, d'avalanches et d'autres catastrophes naturelles. En outre, une partie importante de l'infrastructure des entreprises de services publics est située dans des régions éloignées, qui sont difficilement accessibles si ces actifs sont endommagés et nécessitent des travaux de maintenance et de réparation.

Les entreprises de services publics de gaz de la Société sont exposées à divers risques opérationnels associés au gaz comme les incendies, les explosions, les fuites dans les pipelines, l'endommagement accidentel des canalisations et des conduites de branchement, la corrosion des tuyaux, la défaillance des pipelines ou du matériel, d'autres circonstances pouvant entraîner des interruptions ou des fuites, et tout autre accident mettant en cause du gaz naturel qui pourrait occasionner des pannes importantes ou des passifs environnementaux considérables.

La Société et ses filiales ont une assurance limitée qui couvre les pertes d'exploitation, la responsabilité civile et les dommages matériels. En cas de perte importante non assurée résultant de conditions climatiques rigoureuses, de catastrophes naturelles et d'autres événements indépendants de la volonté de l'entreprise de services publics, une demande devrait être soumise à l'organisme de réglementation visé afin de recouvrer ces coûts par des tarifs facturés aux clients et ainsi compenser la perte. Cependant, rien ne garantit que l'organisme de réglementation approuvera une telle demande, en partie ou en totalité. Pour plus de renseignements sur les couvertures d'assurance de la Société, se reporter à la rubrique Gestion des risques d'affaires du présent rapport de gestion.

Les réseaux d'électricité et de gaz de la Société nécessitent de la maintenance, des améliorations et des remplacements continus. Les entreprises de services publics peuvent connaître des interruptions de service et une hausse de leurs coûts si elles n'arrivent pas à assurer la maintenance de leurs actifs. L'incapacité de recouvrer, à même les tarifs approuvés facturés aux clients, les dépenses jugées nécessaires par les entreprises de services publics pour voir à la maintenance, à l'amélioration, au remplacement et à l'enlèvement des immobilisations, l'incapacité des entreprises de services publics à mettre en œuvre adéquatement ou à terminer les programmes de dépenses en immobilisations approuvés ou toute défaillance importante imprévue du matériel, malgré les programmes de maintenance, pourraient avoir une incidence négative considérable sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie des entreprises de services publics de la Société.

En général, les réseaux d'électricité et de gaz naturel des entreprises de services publics de la Société ont été conçus pour servir les clients selon diverses éventualités, conformément aux bonnes pratiques relatives aux services publics. Les entreprises de services publics sont responsables de l'exploitation et de la maintenance de leurs actifs de manière sécuritaire, ce qui comprend l'élaboration et l'application de normes, processus et directives appropriés pour assurer la sécurité des employés et des contractuels, ainsi que celle du public. Un manquement à cet égard pourrait miner la capacité des entreprises de services publics d'assurer la production, le transport et la distribution de l'électricité et du gaz en toute sécurité, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur les activités des entreprises de services publics et nuire à la réputation de la Société et de l'entreprise de services publics concernée.

Les changements apportés aux lois, aux règlements ou aux politiques énergétiques pourraient avoir une incidence négative sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société et de ses entreprises de services publics.

La conjoncture politique, réglementaire et économique peut nuire au processus de réglementation et limiter la capacité des entreprises de services publics de la Société à accroître les bénéfices ou à réaliser les taux de rendement autorisés. L'interdiction de recouvrer les coûts engagés par les entreprises de services publics de la Société ou une diminution du RCP/RAB pourraient nuire aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière et aux flux de trésorerie de la Société. Fortis ne peut prévoir si les méthodologies tarifaires approuvées pour ses entreprises de services publics seront modifiées. En outre, le Congrès américain se penche périodiquement sur l'adoption d'une législation en matière d'énergie qui pourrait attribuer de nouvelles responsabilités à la FERC, modifier les dispositions de la Federal Power Act des États-Unis, ou de la Natural Gas Act, dans sa version modifiée, ou accorder à la

FERC ou à une autre entité une autorité accrue pour la réglementation des questions énergétiques du gouvernement fédéral américain. La Société ne peut prévoir si ses entreprises de services publics peuvent être affectées, et dans quelle mesure, par de tels changements dans les lois, les règlements ou les politiques énergétiques dans l'avenir.

Le non-respect des normes de fiabilité exigées des entreprises de services publics concernées de la Société pourrait avoir une incidence négative sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société et de ses entreprises de services publics.

Par suite de l'adoption de la loi intitulée Energy Policy Act of 2005, les propriétaires, les exploitants et les utilisateurs du réseau de transport d'électricité de gros aux États-Unis sont assujettis à des normes de fiabilité obligatoires qui ont été élaborées par la North American Electric Reliability Corporation et ses entités régionales, lesquelles sont approuvées et mises en application par la FERC. Plusieurs de ces normes de fiabilité ont été adoptées, parfois avec des modifications, dans des provinces canadiennes, notamment en Colombie-Britannique, en Alberta et en Ontario. Les normes prescrivent des mesures et des points de référence conçus pour assurer la fiabilité du réseau de transport d'électricité de gros. Des obligations accrues de conformité aux normes de fiabilité peuvent donner lieu à une augmentation possible des charges d'exploitation ou des dépenses en immobilisations pour les entreprises de services publics de la Société. Si l'une ou l'autre des entreprises de services publics de la Société enfreignait les normes de fiabilité obligatoires, elle s'exposerait à des sanctions importantes. Les coûts liés à la conformité et les coûts découlant de tout défaut de conformité avéré ou allégué pourraient avoir une incidence défavorable sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société.

Les ventes d'énergie des entreprises de services publics de la Société pourraient être pénalisées par les changements dans la conjoncture économique générale, les conditions du crédit et des marchés.

Les entreprises de services publics de la Société sont assujetties à la demande énergétique des territoires où elles exercent leurs activités; cette demande énergétique peut changer en fonction des changements liés à la conjoncture économique générale, aux prix de l'énergie, aux niveaux d'emploi, au revenu personnel disponible et aux mises en chantier domiciliaires. Une forte baisse de la demande d'énergie dans les territoires de service de la Société pourrait entraîner une diminution importante des dépenses en immobilisations prévues, et plus particulièrement des dépenses en immobilisations liées à la croissance du nombre de nouveaux clients. Une diminution des dépenses en immobilisations se répercuterait à son tour sur la base tarifaire et la croissance du bénéfice de la Société. Un ralentissement marqué et prolongé de l'économie pourrait avoir un effet défavorable sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société malgré les moyens approuvés par les organismes de réglementation, pouvant être offerts pour compenser une baisse de la demande. En outre, un repli prolongé de l'économie pourrait miner la capacité de la clientèle à payer pour l'électricité et le gaz consommés, ce qui aurait une incidence sur le classement par échéance et le recouvrement des comptes clients des entreprises de services publics.

La situation financière de la Société et de ses filiales pourrait s'en ressentir si elle ou ses filiales ne réussissaient pas à obtenir un financement suffisant et à coût avantageux pour, entre autres, financer les dépenses en immobilisations et rembourser la dette arrivant à échéance.

La capacité d'obtenir des fonds suffisants à des conditions économiques dépend de nombreux facteurs, y compris les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société et de ses filiales, le contexte de réglementation dans lequel les entreprises de services publics exercent leurs activités et la nature des décisions réglementaires relatives à la structure du capital et au RCP autorisé, la situation des marchés financiers et du crédit bancaire, les notations attribuées par les agences de notation et la conjoncture économique générale. Les fonds provenant de l'exploitation après paiement des charges prévues, y compris les paiements d'intérêts sur l'encours de la dette, pourraient ne pas suffire à rembourser la totalité du passif à mesure des échéances et les dépenses en immobilisations projetées. Rien ne garantit que des capitaux suffisants continueront d'être disponibles à des conditions acceptables pour financer les dépenses en immobilisations et rembourser la dette existante.

En 2018, les échéances consolidées de la dette à terme fixe devraient totaliser 394 millions \$. La capacité d'effectuer les remboursements de la dette à long terme à l'échéance dépend de l'obtention par la Société et ses filiales d'un financement suffisant et économique pour rembourser la dette arrivant à échéance. Les activités sur les marchés financiers à l'échelle mondiale pourraient influencer sur les coûts de mobilisation de capital à long terme par la Société et ses filiales et sur le moment des émissions. Bien que la Société et ses entreprises de services publics aient réussi à mobiliser des capitaux à long terme à des taux raisonnables, le coût de mobilisation de capitaux pourrait augmenter et rien ne garantit que la Société et ses filiales continueront d'avoir accès à coût raisonnable à des capitaux dans l'avenir.

De façon générale, la Société et ses entreprises de services publics notées par les agences de notation sont exposées à un risque financier du fait des modifications qui pourraient être apportées aux notations qui leur ont été attribuées par les agences de notation. Les notations ont une incidence sur le niveau du risque de crédit lié aux nouvelles émissions de titres d'emprunt à long terme et sur les facilités de crédit. Une modification des notations pourrait avoir une incidence sur l'accès aux diverses sources de capitaux et entraîner une hausse ou une baisse des frais financiers de la Société et de ses entreprises de services publics.

En 2017, les changements suivants ont été apportés à la notation des titres d'emprunt des entreprises de services publics de la Société : en avril 2017, S&P a rehaussé la notation de crédit de la dette non garantie de TEP, la faisant passer de BBB+ à A-, et, en septembre 2017, S&P a rehaussé la notation des titres d'emprunt non garantis d'ITC de BBB+ à A-. Pour des renseignements sur les notations de la Société, se reporter à la rubrique Notations du présent rapport de gestion.

Des renseignements additionnels sur les facilités de crédit consolidées, les obligations contractuelles, y compris les échéances et les remboursements de la dette à long terme, et les besoins consolidés en flux de trésorerie de la Société sont présentés à la rubrique Situation de trésorerie et sources de financement du présent rapport de gestion.

La Société est exposée aux risques liés à sa stratégie de croissance qui peuvent avoir une incidence défavorable sur ses activités, ses résultats d'exploitation, sa situation financière et ses flux de trésorerie, et entraîner des dépenses en immobilisations réelles moins importantes que prévu.

La Société a un historique de croissance découlant des acquisitions et de la croissance interne découlant des dépenses en immobilisations dans les territoires de service existants. Les acquisitions comportent le risque intrinsèque qu'une partie ou la totalité des avantages prévus ne se matérialisent pas, ou puissent ne pas se réaliser dans les délais prévus, entraînant ainsi des coûts imprévus importants pour la Société. Le plan des dépenses en immobilisations de la Société se compose de façon générale d'un grand nombre de petits projets d'investissement individuels; cependant, la Société et ses entreprises de services publics participent également à un certain nombre de projets d'investissement importants. Les risques liés à ces projets d'investissement importants comprennent les retards dans l'achèvement des projets et les dépassements de coûts. Les organismes de réglementation respectifs des entreprises de services publics approuvent généralement les dépenses en immobilisations, mais rien ne garantit qu'ils approuveront le recouvrement des dépassements de coûts à même les tarifs facturés aux clients. La non-matérialisation des avantages attendus d'une acquisition et les dépassements de coûts liés aux projets d'investissement importants pourraient avoir une incidence défavorable sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société.

En outre, le programme d'investissement sur cinq ans et la croissance connexe de la base tarifaire de la Société sont les principales hypothèses liées aux prévisions de croissance des dividendes de la Société. Les dépenses en immobilisations réelles peuvent être moins importantes que prévu en raison des facteurs indépendants de la volonté de la Société, ce qui entraînerait une base tarifaire plus faible que prévu et aurait un effet négatif sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société. Cette situation pourrait limiter la capacité de la Société à atteindre son objectif de croissance des dividendes.

Les atteintes à la cybersécurité, les actes de guerre ou de terrorisme, les défaillances du réseau de distribution ou les atteintes à la sécurité découlant de l'appropriation illicite des renseignements sensibles et confidentiels des clients et des employés, des renseignements financiers ou des renseignements liés à l'exploitation du réseau pourraient perturber considérablement les activités de la Société et de ses filiales et avoir une incidence néfaste sur la réputation de la Société.

En tant qu'exploitants d'infrastructures énergétiques importantes, les entreprises de services publics de la Société pourraient faire face à un risque accru de cyberattaques. Les systèmes opérationnels et informatiques pourraient être vulnérables à un accès non autorisé par suite de piratage, de virus, d'actes de guerre ou de terrorisme ou autres qui pourraient entraîner des interruptions de service, des pannes de système et la divulgation, intentionnelle ou accidentelle, de renseignements confidentiels sur la Société, les clients et les employés. L'efficacité du fonctionnement des entreprises de services publics de la Société est tributaire du développement et du maintien de systèmes d'information et d'une infrastructure de technologies de l'information complexes qui procurent un soutien à l'exploitation des installations de production et de transport et distribution qui fournissent de l'information sur la facturation, la consommation et la gestion de la charge aux clients, le cas échéant, et qui appuient les volets financier et général de l'exploitation de l'entreprise.

En cas de faille dans ses systèmes opérationnels ou informatiques, les entreprises de services publics de la Société pourraient subir des interruptions de service, des dommages à la propriété, une corruption ou la non-disponibilité des données essentielles ou des renseignements confidentiels sur les employés ou sur les clients. Si la faille est importante, elle pourrait avoir une incidence négative sur la performance financière de la Société, sur sa réputation et sa respectabilité aux yeux des clients et des organismes de réglementation et pourrait l'exposer à des demandes de dommages-intérêts de la part de tiers. L'incidence financière d'une faille importante de la cybersécurité, d'un acte de guerre ou de terrorisme pourrait être importante et n'être pas couverte par des polices d'assurance ou, dans le cas des entreprises de services publics, par des recouvrements des coûts réglementés.

L'exploitation des entreprises de services publics de la Société peut avoir un caractère saisonnier; de ce fait, leurs activités et leur production d'électricité respectives peuvent être moins importantes que prévu, en raison de l'incidence de conditions météorologiques difficiles ou d'autres catastrophes naturelles, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société et de ses entreprises de services publics.

Les fluctuations de la quantité d'électricité utilisée par les clients peuvent varier considérablement en réponse aux changements saisonniers du climat et pourraient avoir une incidence sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie des entreprises de services publics d'électricité. Au centre et à l'ouest du Canada, en Arizona et dans l'État de New York, les étés frais peuvent faire baisser la demande de climatisation, tandis que les hivers doux peuvent entraîner une baisse de la demande pour le chauffage électrique.

Pour les entreprises de services publics de gaz de la Société, les conditions climatiques ont une incidence marquée sur les volumes de distribution de gaz, puisqu'une importante partie du gaz distribué est en fin de compte utilisée pour le chauffage domestique de la clientèle résidentielle. Du fait des tendances de la consommation de gaz, les entreprises de services publics de gaz génèrent habituellement un bénéfice trimestriel qui varie selon les saisons et pourrait ne pas refléter le bénéfice annuel. Le bénéfice des entreprises de services publics de gaz de la Société est plus élevé au cours des premier et quatrième trimestres.

Certaines des entreprises de services publics de la Société ont mis en œuvre des mécanismes de report approuvés par les organismes de réglementation, afin d'atténuer l'incidence sur les bénéfices de la volatilité qui serait autrement attribuable aux variations des conditions climatiques. L'absence de ces mécanismes de report approuvés par les organismes de réglementation pourrait avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société et de ses entreprises de services publics.

Malgré la préparation aux rigueurs climatiques, les tempêtes de verglas, de vent ou de neige, les ouragans et d'autres catastrophes naturelles constitueront toujours un risque pour les biens matériels des entreprises de services publics. Les changements climatiques peuvent avoir comme effet d'accroître la gravité et la fréquence des catastrophes naturelles liées au climat qui pourraient toucher les territoires

servis par la Société. Bien que les biens matériels des services publics aient été construits et soient exploités et entretenus de façon à résister à de telles conditions, rien ne garantit qu'ils parviendront à y résister en toutes circonstances.

Le bénéfice tiré des actifs de production non réglementée au Belize et en Colombie-Britannique est tributaire du volume des précipitations et de l'incidence connexe sur les débits d'eau. Le risque hydrologique associé à la production hydroélectrique de l'Expansion Waneta et de FortisBC Electric est atténué par l'accord relatif à la centrale Canal, qui prévoit des droits énergétiques fixes et des droits de capacité selon le débit d'eau moyen à long terme. De mauvaises conditions climatiques prolongées pourraient toutefois entraîner une baisse importante et soutenue des précipitations sur les eaux en amont du bassin de la rivière Kootenay, ce qui pourrait réduire l'admissibilité de l'Expansion Waneta et de FortisBC Electric aux droits énergétiques et aux droits de capacité prévus aux termes de l'accord relatif à la centrale Canal.

Les politiques de gestion des risques de la Société ne peuvent éliminer entièrement le risque lié aux fluctuations des prix des produits de base, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société et de ses entreprises de services publics.

Les entreprises de services publics de la Société sont exposées à la volatilité des prix des produits de base à court et à long terme, y compris aux fluctuations des prix du marché du gaz et des prix du pétrole à l'échelle mondiale, lesquelles se répercutent sur le coût du combustible, du charbon et de l'électricité achetée. Le risque de volatilité des prix est grandement atténué grâce à la capacité des entreprises de services publics de transférer à la clientèle le coût du combustible et de l'électricité achetée, dans les tarifs de base, ou d'utiliser des mécanismes de stabilisation tarifaire et autres mécanismes approuvés par les divers organismes de réglementation. La capacité de transférer à la clientèle le coût du gaz, du combustible et de l'électricité achetée amenuise l'incidence de la volatilité des prix sur le bénéfice. Ce risque a également été réduit en ayant recours à différentes stratégies de gestion du risque de prix pour réduire l'exposition au prix des produits de base, y compris en concluant des contrats dérivés qui permettent de bloquer efficacement respectivement le prix d'achat du gaz, le prix d'achat des sources de combustibles et le prix d'achat de l'électricité. L'incapacité d'utiliser ces mécanismes de couverture dans l'avenir pourrait se traduire par une exposition accrue des clients à la volatilité des prix du marché.

Rien ne garantit que les mécanismes actuellement approuvés par les organismes de réglementation permettant le transfert du coût du gaz, du combustible, du charbon et de l'électricité achetée resteront en place dans l'avenir. De plus, une augmentation marquée et prolongée de ces coûts pourrait avoir une incidence négative sur les entreprises de services publics de la Société, malgré les mesures réglementaires compensatoires en cas de variation de ces coûts. L'incapacité des entreprises de services publics réglementés de transférer la totalité du coût du gaz, du combustible, du charbon ou de l'électricité achetée pourrait avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie des entreprises de services publics.

Une exposition accrue au change pourrait nuire au bénéfice de Fortis et à la valeur de certains de ses actifs.

Une importante partie des actifs, du bénéfice et des flux de trésorerie de la Société est libellée en dollars américains. La monnaie de présentation d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities, de Fortis Turks and Caicos et de BECOL est le dollar américain. Le bénéfice tiré des filiales étrangères et les investissements nets dans celles-ci sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. Bien que Fortis tente de limiter cette exposition en recourant à des emprunts libellés en dollars américains au niveau de l'entreprise, de telles mesures peuvent ne pas l'isoler complètement de cette exposition. Les gains ou pertes de change lors de la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars américains compensent partiellement les gains ou pertes de change lors de la conversion du bénéfice des filiales étrangères de la Société qui sont libellés en dollars américains. Au 31 décembre 2017, la dette à long terme de 3 385 millions \$ US (3 511 millions \$ US au 31 décembre 2016) de la Société était désignée comme couverture efficace d'une partie des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers. Au 31 décembre 2017, la Société avait des investissements nets dans des établissements à l'étranger d'environ 7 548 millions \$ US (7 250 millions \$ US au 31 décembre 2016) qui n'étaient pas couverts.

Le bénéfice et les flux de trésorerie consolidés de Fortis subissent l'incidence des fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. Sur une base annuelle, on estime qu'une variation à la hausse ou à la baisse de 5 cents du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien par rapport au taux de 1,00 \$ US = 1,25 \$ CA au 31 décembre 2017 se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse du résultat par action ordinaire de Fortis d'environ 6 cents, ce qui reflète la mise en œuvre d'un programme de couverture en 2017.

La Société a conclu des contrats de change pour gérer une partie de son exposition au risque de change. Il n'y a aucune garantie de l'efficacité de ces stratégies de couverture. En outre, les opérations de couverture de la monnaie comportent un risque de manque de liquidités et, dans la mesure où le dollar américain se déprécie par rapport au dollar canadien, le risque de recourir à des opérations de couverture pourrait occasionner des pertes plus élevées que si les opérations de couverture n'avaient pas été utilisées. Les arrangements de couverture peuvent avoir comme effet de limiter ou de réduire les rendements totaux pour Fortis si les attentes de la direction sur les événements futurs ou la conjoncture future des marchés se révèlent inexactes, auquel cas les coûts associés aux stratégies de couverture pourraient l'emporter sur leurs avantages.

Les changements apportés aux lois fiscales pourraient avoir une incidence négative sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société et de ses filiales.

Les lois fiscales du Canada, des États-Unis ou d'autres territoires internationaux auxquelles doivent se conformer la Société et ses filiales peuvent changer. Une modification du taux d'imposition et des lois fiscales pourrait porter atteinte aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière et aux flux de trésorerie de la Société et de ses filiales.

La réforme fiscale américaine a apporté des changements importants à la législation fiscale des États-Unis, ce qui fait que les filiales américaines de la Société ont dû procéder à une réévaluation non récurrente de leurs actifs et leurs passifs d'impôts reportés au 22 décembre 2017, date d'entrée en vigueur de la loi, et qu'elles ont dû comptabiliser dans la charge d'impôts reportés un montant de 168 millions \$ ayant eu une incidence défavorable sur le bénéfice. Pour obtenir plus de détails sur l'incidence de la réforme fiscale américaine en 2017, se reporter à la section Élément important du présent rapport de gestion.

La Société ne s'attend pas à ce que la réforme fiscale américaine ait une incidence négative marquée sur ses résultats futurs; cette réforme aura toutefois un effet défavorable sur les flux de trésorerie à court terme des filiales américaines de la Société, car la réduction du taux d'imposition des sociétés entraînera le recouvrement d'un montant d'impôt moindre auprès des clients. La Société évalue actuellement l'incidence de la réforme fiscale américaine sur ses mesures de crédit et elle s'engage à maintenir ses notations de première qualité.

Les entreprises de services publics et les sociétés de portefeuille américaines de la Société ont des emprunts, et la réforme fiscale américaine impose des limites quant à la déductibilité des intérêts. Bien que la déductibilité des intérêts pour les entreprises de services publics réglementés ait été conservée, il n'est pas certain que les intérêts sur la dette des sociétés de portefeuille d'une entreprise de services publics réglementés soient également entièrement déductibles. Une réduction du montant des intérêts déductibles aux fins de l'impôt pourrait avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société.

Il est impossible de prédire le moment et l'incidence de modifications futures des lois fiscales, y compris l'incidence de corrections techniques subséquentes des lois fiscales existantes. En outre, certains aspects de la réforme fiscale américaine sont encore sujets à interprétation. Par conséquent, il pourrait y avoir d'autres effets sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société et de ses entreprises de services publics américaines au-delà de ceux décrits ici.

La Société et certaines de ses filiales sont exposées aux risques de défaut de contrepartie et au risque de crédit lié aux montants à recevoir des clients et des contreparties aux instruments dérivés. Tout défaut de paiement ou non-respect par les clients des filiales de la Société ou par les contreparties aux dérivés pourrait être préjudiciable aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière et aux flux de trésorerie de la Société et des filiales concernées.

ITC tire environ 69 % de ses produits du transport de l'électricité pour trois principaux clients. Bien que ces clients aient une notation de première qualité, toute omission par ces clients de faire les paiements pour les services de transport pourrait avoir des conséquences défavorables sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie d'ITC.

FortisAlberta fait face à une concentration du risque de crédit, ses services de distribution étant facturés à un groupe relativement restreint de détaillants. FortisAlberta réduit son exposition au risque de crédit en obtenant des détaillants un dépôt en trésorerie, une caution, une lettre de crédit ou une notation de première qualité de la part d'une importante agence de notation, ou une garantie financière auprès d'une entité dont la notation est de première qualité.

UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy, Aitken Creek et la Société sont exposées à un risque de crédit en cas de défaut des contreparties à leurs instruments financiers dérivés. Des accords de compensation sont utilisés afin de réduire le risque de crédit et de régler le paiement avec les contreparties sur la base du solde net lorsque les modalités le permettent. Les sociétés limitent le risque de crédit en ne traitant principalement qu'avec des contreparties dont la notation est de première qualité. Tout défaut de paiement des contreparties pourrait avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société et de ses filiales concernées.

La compétitivité du gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie pourrait avoir une incidence défavorable sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société.

Si le secteur du gaz naturel devenait moins concurrentiel en raison des prix ou d'autres facteurs, il pourrait s'ensuire des conséquences fâcheuses pour les entreprises de services publics de la Société qui s'occupent de la distribution et de la vente du gaz naturel. En Colombie-Britannique, le gaz naturel entre en concurrence principalement avec l'électricité pour le fonctionnement des appareils de chauffage et les chauffe-eau. Outre les autres comparaisons de prix, les écarts entre le coût d'achat initial des chauffe-eau et appareils de chauffage résidentiel au gaz naturel et ceux à l'électricité posent un défi pour la compétitivité du gaz naturel sur le plan de la capitalisation du coût entier.

Dans l'avenir, si le gaz naturel devenait moins concurrentiel en raison des prix ou d'autres facteurs, la capacité de trouver de nouveaux clients pourrait être entravée, et les clients existants pourraient réduire leur consommation de gaz naturel ou en abandonner complètement l'utilisation à mesure qu'ils remplacent leur chaudière, leur chauffe-eau et autres appareils. Les conditions énoncées ci-dessus pourraient entraîner un accroissement des tarifs facturés à la clientèle et, au pire, pourraient au final empêcher les entreprises de services publics de gaz de la Société de recouvrer entièrement le coût du service à même les tarifs facturés aux clients.

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

Il existe d'autres enjeux concurrentiels qui se répercutent sur le choix du gaz naturel parmi les nouvelles offres rattachées aux habitations tels que les attributs écologiques de la source d'énergie et le type de logements construits. De plus, les politiques municipales et les autres politiques publiques peuvent réguler ou restreindre la source d'énergie permise dans les lotissements nouveaux ou existants.

Toute perturbation dans les marchés énergétiques de gros ou tout défaut d'un fournisseur d'énergie ou de carburant peut avoir un effet défavorable sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société et de ses entreprises de services publics.

Une portion considérable de l'électricité et du gaz que les entreprises de services publics de la Société vendent aux clients à services complets est achetée sur les marchés énergétiques de gros ou en vertu de contrats avec des fournisseurs d'énergie. Toute perturbation dans les marchés énergétiques de gros ou tout défaut des fournisseurs d'énergie ou de carburant ou des exploitants des réseaux de distribution d'énergie raccordés aux entreprises de services publics pourrait empêcher ces dernières de répondre aux besoins de leurs clients, et nuire aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière et aux flux de trésorerie de la Société.

Les régimes de retraite et les régimes d'avantages complémentaires de retraite pourraient nécessiter des cotisations futures élevées.

Fortis et la majorité de ses filiales offrent différents régimes de retraite à prestations déterminées et régimes d'avantages complémentaires de retraite (« ACR ») à certains de leurs employés et de leurs retraités. Les plus importants inducteurs de coûts de ces régimes d'avantages sont le rendement des placements et les taux d'intérêt, lesquels sont tributaires des marchés des capitaux et des marchés financiers à l'échelle mondiale. Les variations sur les marchés des capitaux et la baisse marquée de la valeur de marché des placements détenus pour satisfaire les obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite, les hypothèses liées au taux d'actualisation, le profil démographique et la longévité accrue des participants, et les modifications des lois et des règlements peuvent entraîner des écarts importants dans les cotisations de capitalisation de la Société et de ses entreprises de services publics à l'égard des régimes. Les exigences maximales de capitalisation ou les augmentations importantes des dépenses pourraient avoir une incidence défavorable sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie des entreprises de services publics de la Société.

Certains actifs de production des entreprises de services publics de la Société sont détenus conjointement avec des tiers ou exploités par des tiers. En conséquence, les entreprises de services publics peuvent ne pas avoir la capacité d'influencer les décisions de la direction ou à l'égard des activités d'exploitation de ces actifs, ce qui pourrait nuire à leurs activités respectives et aux résultats d'exploitation, à la situation financière et aux flux de trésorerie respectifs de la Société et de ces entreprises de services publics.

Certaines centrales qui fournissent de l'électricité à TEP sont détenues conjointement avec des tiers ou exploitées par des tiers. TEP pourrait ne pas prendre seule ou avoir la capacité d'influencer les décisions à l'égard de la direction ou des activités d'exploitation de ces installations, de telle sorte qu'il pourrait lui être impossible d'assurer une gestion adéquate des activités d'exploitation et de maintenance de ces centrales. En outre, TEP peut avoir une capacité limitée, voire aucune, pour déterminer la meilleure approche à adopter pour gérer les conditions économiques changeantes ou les exigences environnementales qui pourraient toucher ces centrales. Un désaccord entre TEP et les copropriétaires ou les exploitants de ces centrales pourrait, le cas échéant, avoir une incidence négative sur les activités, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie.

Les nouveautés technologiques pourraient compromettre ou éliminer l'avantage concurrentiel des entreprises de services publics de la Société.

L'émergence d'initiatives visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à contrôler ou à limiter les effets des changements climatiques à l'échelle mondiale a encouragé le développement de nouvelles technologies qui produisent de l'électricité, qui permettent d'augmenter l'efficacité du stockage d'énergie ou qui réduisent la consommation d'électricité. La mise au point de nouvelles technologies en matière de production distribuée, notamment de certains produits et services dans le domaine de l'énergie solaire et de l'efficacité énergétique, de même que l'instauration de normes sur l'énergie renouvelable et l'efficacité énergétique continueront d'avoir une grande incidence sur les ventes au détail, ce qui pourrait nuire aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière et aux flux de trésorerie des entreprises de services publics de la Société. La prise de conscience au sujet des coûts énergétiques et les préoccupations environnementales ont renforcé la demande pour des produits conçus dans le but de réduire la consommation d'électricité. Les entreprises de services publics de la Société mettent de l'avant des programmes de gestion axés sur la demande destinés à aider les clients à réduire leur

consommation d'énergie. Ces technologies visent l'énergie provenant de sources renouvelables, la production appartenant à la clientèle, les appareils, le stockage dans des batteries, le matériel et les systèmes de contrôle. Les percées en ce sens ou la mise au point d'autres technologies pourraient avoir une grande incidence sur les ventes au détail, ce qui pourrait nuire aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière et aux flux de trésorerie des entreprises de services publics de la Société.

Les risques environnementaux, notamment les effets des changements climatiques, les incendies, les inondations, la contamination de l'air, du sol ou de l'eau par des substances dangereuses, des fuites de gaz naturel et des émissions de substances toxiques ou dangereuses découlant de la combustion du combustible nécessaire à la production d'électricité, pourraient entraîner d'importantes pertes financières pour la Société et ses entreprises de services publics.

Les entreprises de services publics d'électricité et de gaz de la Société sont exposées à des risques environnementaux. Les risques liés aux dommages causés par le feu varient en fonction des conditions climatiques, de l'étendue du reboisement, de l'habitat et des installations de tiers situées sur le terrain où se trouvent les installations des entreprises de services publics, ou à proximité. Les entreprises de services publics peuvent être tenues responsables des coûts d'extinction d'un incendie et de régénération de la forêt, de la valeur du bois sur pied ainsi que des réclamations de tiers s'il est établi que leurs installations sont à l'origine d'un incendie, et ces réclamations, si elles sont accueillies, pourraient être importantes. Les risques environnementaux comprennent aussi la responsabilité de la remise en état de toute propriété contaminée, que l'entreprise de services publics ait été réellement ou non responsable de la contamination au moment où elle était propriétaire de l'installation. Le risque de contamination de l'air, du sol ou de l'eau par les entreprises de services publics d'électricité a principalement trait : i) au transport, à la manutention et au stockage d'importants volumes de combustible; ii) à l'utilisation de produits à base de pétrole, surtout l'huile de transformateurs et l'huile de graissage, dans le cours des activités normales d'exploitation et de maintenance des entreprises de services publics; iii) aux émissions de substances toxiques et dangereuses découlant de la combustion du combustible nécessaire à la production d'électricité; et iv) à la gestion et l'élimination des résidus découlant de la combustion du charbon et des autres déchets. Le risque de contamination de l'air, du sol ou de l'eau par les entreprises de services publics de gaz naturel est surtout lié aux fuites de gaz naturel et de propane et à d'autres accidents touchant ces substances.

Des responsabilités relatives aux enquêtes et à la remédiation en cas de contamination, ainsi que des réclamations pour lésions corporelles ou dommages matériels, peuvent surgir à de nombreux endroits, y compris les propriétés et les emplacements détenus ou exploités antérieurement où des déchets ont été traités et éliminés, de même que les propriétés qui sont actuellement détenues et exploitées par les entreprises de services publics. Ces responsabilités peuvent surgir même lorsque la contamination ne résulte pas de la non-conformité avec les lois environnementales applicables. En vertu de certaines lois environnementales, ces obligations peuvent par ailleurs être solidaires et conjointes, ce qui signifie qu'une des parties peut être tenue responsable de plus que sa part de l'obligation, voire de l'intégralité de l'obligation. Les risques additionnels comprennent les accidents découlant du rejet de matières dangereuses aux mines de charbon qui approvisionnent les centrales de production dans lesquelles les entreprises de services publics de la Société détiennent une participation, ou provenant de ces mines. Parmi les principaux risques environnementaux inhérents aux activités de production hydroélectrique, mentionnons la création de cours d'eau artificiels, qui pourrait perturber les habitats naturels, et l'endiguement inadéquat d'importants volumes d'eau aux fins de la production d'électricité. Ces risques environnementaux intrinsèques pourraient exposer la Société et ses entreprises de services publics à des litiges et à des procédures administratives qui pourraient occasionner l'imposition de sanctions pécuniaires substantielles pour les coûts de nettoyage, de dommages, d'amendes ou de pénalités. Dans la mesure où ces événements ne sont pas entièrement couverts par l'assurance, ils pourraient porter atteinte aux résultats d'exploitation, à la situation financière et aux flux de trésorerie des entreprises de services publics.

De plus, les entreprises de services publics d'électricité et de gaz de la Société sont assujetties aux lois et règlements fédéraux, étatiques et provinciaux en matière d'environnement des États-Unis et du Canada y compris les lois et règlements qui imposent des limitations sur la libération de polluants dans l'atmosphère et dans l'eau, établissent des normes pour la gestion, le traitement, l'entreposage, le transport et l'élimination de déchets solides et dangereux et de matières dangereuses, et imposent des obligations d'enquêter relativement à toute contamination et d'y remédier dans certaines circonstances. Les entreprises de services publics de la Société ont engagé des dépenses liées à la conformité

environnementale, et elles prévoient continuer à le faire dans l'avenir. Une augmentation des coûts liés à la conformité ou des restrictions supplémentaires touchant l'exploitation imposées par des règlements additionnels ou modifiés pourraient avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société et de ses entreprises de services publics.

La gestion des émissions de gaz à effet de serre constitue une préoccupation particulière pour les entreprises de services publics réglementés de la Société au Canada et aux États-Unis, en raison principalement des lois, des réglementations et directives fédérales, provinciales et étatiques nouvelles et imminentes en matière de gaz à effet de serre. Par exemple, en 2015, le gouvernement fédéral des États-Unis a rendu public le Clean Power Plan, lequel limitait les émissions de gaz à effet de serre provenant des centrales de production d'électricité à combustible fossile existantes. En 2017, l'Environmental Protection Agency a signé une proposition visant à abroger le Clean Power Plan et n'a pas déterminé si une règle de remplacement sera émise. Les entreprises de services publics continuent d'élaborer des stratégies de conformité et d'évaluer l'incidence que de tels changements législatifs pourraient avoir sur les activités futures, de même que les coûts de la conformité à ces nouvelles exigences potentielles. Toutefois, étant donné les grandes incertitudes actuelles liées à la réglementation fédérale et étatique sur les émissions de gaz à effet de serre aux États-Unis, il n'est pas possible de déterminer en ce moment l'incidence que cette réglementation aura en fin de compte sur les plans financier et opérationnel.

Certaines des centrales alimentées au charbon fournissant de l'électricité aux entreprises de services publics fermeront avant la fin de leur durée de vie utile en raison des conditions économiques ou de modifications récentes ou à venir de la réglementation environnementale, y compris une réglementation possible visant les émissions de gaz à effet de serre. Si ces fermetures prématurées ont lieu, les entreprises de services publics pourraient devoir chercher le recouvrement de toute valeur comptable résiduelle auprès de leur autorité de réglementation et pourraient devoir engager des dépenses supplémentaires relativement à l'amortissement accéléré, au déclassement des contrôles et installations et à l'annulation des contrats à long terme sur charbon de ces installations. Les coûts non recouverts, s'ils sont élevés, pourraient avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie des entreprises de services publics de la Société.

La Société et ses filiales ne sont pas en mesure de s'assurer contre tous les risques potentiels et pourraient s'exposer à la perte de leur couverture d'assurance, à l'augmentation des primes d'assurance et au non-règlement de leurs réclamations admissibles par les assureurs.

La Société et ses filiales maintiennent une garantie d'assurance concernant les responsabilités potentielles et la perte accidentelle de valeur de certains de leurs biens matériels, dont elles jugent les montants et les assureurs appropriés, compte tenu de tous les facteurs pertinents, y compris les pratiques de propriétaires de biens et d'exploitations similaires. Toutefois, une part importante des actifs de transport et de distribution des entreprises de services publics réglementés d'électricité de la Société ne sont pas assurés, comme il est d'usage en Amérique du Nord, le coût de l'assurance n'étant pas considéré comme économique. Les assurances comportent des limites de couverture ainsi que des clauses fixant un délai de présentation des demandes d'indemnisation et de découverte des sinistres. Il n'existe aucune garantie que les types de dommages subis par la Société et ses filiales seront couverts par ces assurances. Les entreprises de services publics réglementés de la Société déposeraient certainement des demandes auprès de leur organisme de réglementation respectif pour qu'il les autorise à recouvrer toute perte ou tout dommage au moyen d'une hausse des tarifs facturés aux clients. Cependant, rien ne garantit que l'organisme de réglementation approuvera une telle demande, en partie ou en totalité. Tout dommage majeur aux biens matériels de la Société et de ses filiales pourrait entraîner des coûts de réparation, la perte de produits et des demandes de règlement considérables de la part de sa clientèle, qui pourraient avoir une incidence négative sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société. En outre, s'il y avait des réclamations non assurées importantes, des réclamations excédant les limites de la garantie d'assurance de la Société et de ses filiales ou des réclamations importantes pour un risque autoassuré, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la société pourraient en souffrir considérablement.

On s'attend à ce que la garantie d'assurance soit maintenue. Cependant, rien ne garantit que la Société et ses filiales pourront obtenir ou maintenir dans l'avenir une assurance adéquate à des tarifs jugés raisonnables, que les conditions de cette assurance demeureront aussi favorables que celles des arrangements existants ni que les sociétés d'assurance respecteront leurs obligations de paiement des réclamations.

Certaines des entreprises de services publics réglementés et des infrastructures énergétiques non réglementées de la Société pourraient ne pas être en mesure d'obtenir ou de conserver la totalité des approbations nécessaires.

L'acquisition, la possession et l'exploitation d'entreprises de services publics et d'actifs de gaz et d'électricité exigent bon nombre de permis, de licences, d'ententes, d'ordonnances, d'approbations et de certificats de divers paliers gouvernementaux, organismes gouvernementaux et tiers. Pour diverses raisons, notamment la participation accrue des parties prenantes, les entreprises de services publics réglementés et les infrastructures énergétiques non réglementées de la Société pourraient ne pas être en mesure d'obtenir ou de conserver la totalité des approbations nécessaires. S'il survenait un retard dans l'obtention de toute approbation ou s'il s'avérait impossible d'obtenir ou de maintenir les approbations nécessaires ou de se conformer à une loi applicable, à une réglementation ou à une condition d'approbation, ou s'il survenait une modification importante de toute approbation exigée, l'exploitation des actifs et la vente d'électricité et de gaz naturel pourraient être entravées ou entraîner des coûts additionnels, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société et de ses entreprises de services publics.

Le non-respect, par la Société, des exigences prévues au paragraphe 404(a) de la loi Sarbanes Oxley Act of 2002 (« la loi Sarbanes-Oxley ») de façon continue pourrait miner la confiance des investisseurs et nuire à la réputation de la Société.

Le contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière doit être conforme aux exigences du paragraphe 404(a) de la loi Sarbanes-Oxley et aux règles connexes de la Securities Exchange Commission et du Public Company Accounting Oversight Board. Le fait pour la Société de ne pas respecter en permanence les exigences du paragraphe 404(a), ou toute défaillance dans ses contrôles internes, pourrait entraîner la perte de la confiance des investisseurs dans la fiabilité de ses états financiers, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur ses résultats d'exploitation, sa situation financière et ses flux de trésorerie, et ternir sa réputation. De plus, rien ne garantit que les auditeurs indépendants de la Société pourront fournir l'attestation requise.

L'activisme accru des parties prenantes externes pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'exécuter ses programmes d'investissement.

Les parties prenantes externes s'opposent de plus en plus aux sociétés ouvertes de services publics sur les questions portant sur les changements climatiques, le développement durable, la diversité, les RCP des services publics et la rémunération des cadres. De plus, l'opposition du public aux projets d'infrastructure importants devient de plus en plus courante, ce qui peut limiter la capacité d'une entreprise de services publics à exécuter des programmes d'investissement. Bien que la Société suive de près les mouvements de protestation et s'engage à établir de solides relations avec ses parties prenantes externes, le fait de ne pas tenir compte de l'opposition publique pourrait nuire aux programmes de dépenses en immobilisations de la Société et, partant, à sa croissance interne future, ce qui pourrait nuire à ses résultats d'exploitation, à sa situation financière et à ses flux de trésorerie.

Certaines filiales de la Société ont des installations et fournissent des services limités sur des terres faisant l'objet de revendications territoriales de la part de diverses bandes des Premières Nations, ce qui peut exposer les entreprises de services publics à diverses poursuites judiciaires, administratives et territoriales.

Les entreprises de services publics de la Société en Colombie-Britannique fournissent des services à des clients sur des terres des Premières Nations et ont des installations de gaz et des installations de production et de transport et distribution d'électricité sur des terres faisant l'objet de revendications territoriales de la part de diverses bandes des Premières Nations. Un processus de négociation de traité auquel participent diverses bandes des Premières Nations et les gouvernements de la Colombie-Britannique et du Canada est en cours, mais les conditions auxquelles des ententes pourraient être conclues dans les territoires de service de la Société ne sont pas claires. De plus, les bandes des Premières Nations ne participent pas toutes au processus. Jusqu'à maintenant, le gouvernement de la Colombie-Britannique a eu comme politique d'essayer de structurer les ententes sans porter préjudice aux droits existants de tiers. Cependant, rien ne peut garantir que le processus de règlement ne nuira pas de manière importante aux résultats d'exploitation, à la situation financière et aux flux de trésorerie des entreprises de services publics de la Société en Colombie-Britannique.

La Société a des actifs de distribution sur des terres des Premières Nations en Alberta pour lesquelles TransAlta Utilities Corporation (« TransAlta ») possède des permis d'accès. Pour que FortisAlberta puisse acquérir ces permis d'accès, le ministère des Affaires autochtones et Développement du Nord Canada et les différents conseils de bande doivent donner leur approbation. FortisAlberta pourrait ne pas pouvoir acquérir les permis d'accès auprès de TransAlta ni négocier des ententes d'utilisation des terres avec les propriétaires fonciers ou, si la société négocie pareilles ententes, celles-ci pourraient comporter des modalités moins que favorables pour la société, ce qui pourrait avoir une incidence importante sur les activités de FortisAlberta.

Les entreprises de services publics de la Société font face au risque de grève, d'interruption des travaux ou à l'incapacité de négocier des conventions collectives selon des modalités raisonnables.

La plupart des entreprises de services publics de la Société emploient des personnes qui sont membres de syndicats ou d'associations de travailleurs ayant conclu des conventions collectives avec les entreprises de services publics. La Société considère que les relations de ses entreprises de services publics avec les syndicats et les associations de travailleurs sont satisfaisantes, mais rien ne garantit qu'elles continueront de l'être dans l'avenir ou que les conditions des conventions collectives actuelles seront renouvelées. L'incapacité de maintenir ou de renouveler les conventions collectives à des conditions acceptables pourrait faire augmenter les coûts de main-d'œuvre ou causer des interruptions de service attribuables à des conflits de travail non prévus dans les ordonnances tarifaires approuvées pour les entreprises de services publics réglementés, et qui pourraient avoir une incidence néfaste importante sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie des entreprises de services publics de la Société.

Les entreprises de services publics de la Société peuvent subir la perte d'employés clés ou être dans l'incapacité d'embaucher et de retenir des employés qualifiés.

La capacité de Fortis de fournir un service qui soit rentable dépend de la capacité des entreprises de services publics de la Société d'attirer du personnel compétent, de le perfectionner et de le garder. Tout comme d'autres entreprises de services publics au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes, les entreprises de services publics de la Société font face à des défis démographiques qui limitent la disponibilité des ouvriers de métier, du personnel technique et des ingénieurs. L'expansion de la Société et la concurrence sur le marché du travail posent des défis continuels de recrutement. L'important programme d'investissement consolidé de la Société présentera des défis, car les entreprises de services publics de la Société devront faire en sorte de disposer de la main-d'œuvre qualifiée nécessaire pour mener à bien les projets en immobilisations.

ITC conclut des ententes et des arrangements divers avec des tiers pour la prestation de services de construction, d'entretien et d'exploitation de certains aspects de son entreprise qui, s'ils sont résiliés, pourraient entraîner une pénurie d'une main-d'œuvre facilement disponible pour la fourniture de ces services. Si l'une de ces ententes ou l'un de ces arrangements prend fin pour quelque raison que ce soit, ITC risque d'éprouver des difficultés à trouver un effectif substitut qualifié pour fournir de tels services, ce qui pourrait nuire à sa capacité d'exercer ses activités et à ses résultats d'exploitation.

La Société et ses filiales font face à des litiges ou à des procédures administratives.

La Société et ses filiales sont et pourront être visées à l'avenir par des procédures judiciaires ou administratives, des réclamations et d'autres litiges qui surviennent dans le cours normal de leurs activités. Il peut s'agir de réclamations liées à l'environnement ou à l'emploi, de litiges portant sur des titres et de différends ou de réclamations contractuelles liés à des lésions corporelles ou à des dommages à la propriété qui surviennent dans la prestation des services liés à l'exploitation des entreprises de services publics, ou des actions intentées par les organismes de réglementation ou par les autorités fiscales. Les issues ou les événements défavorables se rapportant à ces procédures, comme des jugements accordant des dommages-intérêts pécuniaires, des injonctions ou le refus de délivrer des permis ou la révocation de ceux-ci pourraient avoir une incidence néfaste sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société et de ses filiales.

MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

Les nouvelles méthodes comptables relatives aux PCGR des États-Unis qui s'appliquent à Fortis et que Fortis a adoptées en 2017, sont présentées ci-après.

Simplification du test de dépréciation de l'écart d'acquisition

Le 1^{er} janvier 2017, la Société a adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2017-04, *Simplifying the Test for Goodwill Impairment*. Les modifications présentées dans cette mise à jour simplifient l'évaluation ultérieure de l'écart d'acquisition en éliminant la deuxième étape de l'actuel test de dépréciation de l'écart d'acquisition en deux étapes. Une entité utilisera un test de dépréciation quantitatif en une étape pour comptabiliser une perte de valeur correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur de l'unité d'exploitation, sans excéder le montant total de l'écart d'acquisition affecté à cette unité d'exploitation. La nouvelle ligne directrice ne modifie pas l'évaluation qualitative optionnelle de la dépréciation de l'écart d'acquisition. L'ASU susmentionnée a été appliquée prospectivement et n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

Stocks

Le 1^{er} janvier 2017, les entreprises de services publics de la Société ont adopté l'ASU 2015-11, *Inventory*, qui exige une évaluation des stocks au montant le plus bas entre le coût et la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation est le prix de vente estimé dans le cours normal des activités, diminué des coûts raisonnablement prévisibles pour l'achèvement, la vente et le transport. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société, car le coût des stocks pour les entreprises de services publics de la Société est recouvré à même les tarifs facturés à la clientèle.

PRISES DE POSITION COMPTABLES FUTURES

La Société se penche sur l'applicabilité et l'incidence de toutes les ASU publiées par le Financial Accounting Standards Board (« FASB »). Les mises à jour suivantes ont été publiées par le FASB, mais n'ont pas encore été adoptées par Fortis. Toute ASU n'étant pas incluse ci-après a été évaluée et jugée non applicable pour la Société, ou comme n'ayant pas d'incidence significative future sur les états financiers consolidés.

Produits des activités ordinaires tirés des contrats conclus avec des clients

L'ASU 2014-09 a été publiée en mai 2014, et les modifications présentées dans cette mise à jour, ainsi que d'autres ASU publiées en 2016 et en 2017 pour clarifier les lignes directrices liées à la mise en œuvre, créent le Topic 606 de l'Accounting Standards Codification (« ASC »), *Revenue from Contracts with Customers*, et remplacent les exigences de comptabilisation des produits du Topic 605 de l'ASC, *Revenue Recognition*, y compris la plupart des lignes directrices concernant la comptabilisation des produits selon les secteurs contenues dans l'ensemble de la codification. Cette norme clarifie les principes de comptabilisation des produits des activités ordinaires et permet aux utilisateurs des états financiers de mieux comprendre et d'analyser uniformément les produits d'une entité selon les secteurs et les opérations. La nouvelle norme permet deux méthodes de transition qui peuvent être utilisées dans le cadre de son application : i) la méthode rétrospective intégrale et ii) la méthode rétrospective modifiée, selon laquelle les chiffres des périodes comparatives ne sont pas retraités, et l'incidence cumulative de l'application de la norme doit être comptabilisée en date de l'application initiale et complétée par des informations additionnelles. Cette norme entre en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2017. Fortis a adopté cette ASU le 1^{er} janvier 2018 et l'a appliquée selon une approche rétrospective modifiée, et aucun ajustement significatif n'a été identifié dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis.

Après avoir examiné les évaluations finales et les conclusions de ses entreprises de services publics concernant les ventes basées sur des tarifs aux clients de gros et de détail, qui représentent plus de 90 % des produits consolidés de la Société, Fortis a conclu que l'adoption de cette norme n'aura pas d'incidence sur la comptabilisation des produits liés aux ventes basées sur des tarifs et, par conséquent, qu'elle n'aura pas d'incidence sur le résultat. Les filiales de Fortis ont terminé leurs évaluations finales et tiré leurs conclusions quant à leurs sources de produits moins importantes, et Fortis examine ces évaluations finales, notamment pour assurer l'uniformité dans la mise en œuvre de la norme et la sélection de la méthode comptable, et ne prévoit aucun ajustement à cet égard.

La Société présentera des informations additionnelles pour se conformer aux nouvelles obligations d'information concernant la nature, le montant, le calendrier et le degré d'incertitude des produits des activités ordinaires et des flux de trésorerie; par conséquent, les produits qui se situent en dehors du champ d'application de la nouvelle norme, y compris ceux découlant de programmes générateurs d'autres types de produits, seront présentés séparément. La Société présentera ses produits des activités ordinaires dans trois catégories : i) les produits des activités ordinaires tirés des contrats conclus avec des clients, qui comprendront les produits liés aux tarifs de détail et de gros, ii) les produits découlant de programmes générateurs d'autres types de produits, et iii) les autres produits. Les produits de la Société sont actuellement subdivisés par : i) secteur géographique, et ii) activité de services publics fonctionnant sur une base essentiellement autonome. Ce niveau de subdivision ne changera pas lors de la mise en œuvre des nouvelles lignes directrices, car il est : i) utilisé par le principal décideur opérationnel de la Société pour évaluer la performance financière des filiales en exploitation et pour prendre des décisions quant à l'affectation des ressources, ii) utilisé par les parties prenantes externes afin d'évaluer la performance financière de la Société et iii) conforme aux autres documents de la Société présentés à l'externe.

Fortis continue de surveiller son processus d'adoption dans le cadre de son contrôle interne à l'égard de l'information financière existant, y compris les processus comptables et la collecte et l'évaluation de l'information utilisée pour évaluer l'information à fournir. À mesure que la Société finalisera sa mise en œuvre au premier trimestre de 2018, elle continuera d'évaluer toutes les modifications qui pourraient être nécessaires au contrôle interne à l'égard de l'information financière.

Comptabilisation et évaluation des actifs financiers et des passifs financiers

L'ASU 2016-01, *Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*, a été publiée en janvier 2016, et les modifications de cette mise à jour visent certains aspects de la comptabilisation, de l'évaluation, de la présentation et des informations à fournir à l'égard des instruments financiers. Les modifications exigent notamment ce qui suit : i) les placements en titres de capitaux propres dans les entités non consolidées (entités autres que celles comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence) doivent être évalués à la juste valeur par le biais du résultat net; et ii) les actifs et les passifs financiers doivent être présentés séparément dans les notes afférentes aux états financiers consolidés et regroupés par classe d'évaluation et type d'instrument financier. Cette mise à jour entre en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2017. Fortis adoptera cette norme au premier trimestre de 2018 et la date d'entrée en vigueur sera le 1^{er} janvier 2018, mais cette norme ne devrait pas avoir d'incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Contrats de location

L'ASU 2016-02 a été publiée en février 2016, et les modifications présentées dans cette mise à jour créent le Topic 842 de l'ASC, *Leases*. L'ASU 2016-02 remplace les exigences liées aux contrats de location du Topic 840 de l'ASC, *Leases*. La principale disposition du Topic 842 de l'ASC porte sur la comptabilisation des actifs et des passifs liés aux contrats de location au bilan par le preneur pour les contrats antérieurement classés comme contrats de location-exploitation. Dans le cas des contrats de location-exploitation, le preneur doit : i) comptabiliser l'actif au titre du droit d'utilisation et l'obligation locative, initialement évalués à la valeur actualisée des paiements locatifs, dans le bilan; ii) comptabiliser une seule charge locative, calculée de manière à ce que la charge soit répartie sur la durée du contrat généralement sur une base linéaire; et iii) classer tous les paiements en trésorerie dans les activités d'exploitation à l'état des flux de trésorerie. Ces modifications exigent également la présentation d'informations qualitatives ainsi que de certaines informations quantitatives. Cette mise à jour entre en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2018 et doit être appliquée selon une approche rétrospective modifiée, sous réserve de mesures de simplification. L'adoption anticipée est permise. Fortis évalue l'incidence que l'adoption de cette mise à jour aura sur ses états financiers consolidés.

Évaluation des pertes de crédit liées aux instruments financiers

L'ASU 2016-13, *Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*, a été publiée en juin 2016 et les modifications présentées dans cette mise à jour imposent aux entités l'utilisation d'un modèle fondé sur les pertes de crédit attendues et la prise en compte d'un éventail plus large d'informations raisonnables et justifiables afin d'éclairer les estimations de pertes de crédit. Cette norme prend effet pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2019 et doit être appliquée selon une approche rétrospective modifiée. Fortis évalue l'incidence que l'adoption de cette mise à jour aura sur ses états financiers consolidés.

Amélioration de la présentation du coût net des prestations de retraite de la période et du coût net des prestations postérieures au départ à la retraite de la période

L'ASU 2017-07, *Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost*, a été publiée en mars 2017 et les modifications présentées dans cette mise à jour exigent de l'employeur qu'il détache la composante coûts des services rendus du coût net des prestations et la présente au même poste de l'état des résultats que les autres charges de rémunération découlant des services rendus. Les autres composantes du coût net des prestations doivent être présentées séparément de la composante coûts des services et hors du bénéfice d'exploitation. En outre, selon les modifications, seule la composante coûts des services peut être capitalisée, le cas échéant. Les modifications contenues dans cette mise à jour doivent être appliquées rétrospectivement en ce qui concerne la présentation du coût net des prestations de la période et prospectivement, à compter de la date d'entrée en vigueur, en ce qui a trait à la capitalisation d'uniquement la composante coûts des services du coût net des prestations de la période. Cette mise à jour entre en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2017. Fortis a adopté cette norme le 1^{er} janvier 2018 et a conclu qu'elle n'aura pas d'incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Améliorations ciblées à la comptabilisation des activités de couverture

L'ASU 2017-12, *Targeted Improvements to Accounting for Hedging Activities*, a été publiée en août 2017, et les modifications présentées dans cette mise à jour visent à mieux aligner les activités de gestion des risques et la présentation des informations financières liées aux relations de couverture à l'aide de changements apportés aux lignes directrices en matière de désignation et d'évaluation des relations de couverture répondant aux conditions requises et en matière de présentation des résultats de couverture. Cette mise à jour entre en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2018. L'adoption anticipée est permise. Les modifications liées à cette mise à jour doivent être reflétées à compter de l'ouverture de l'exercice où elles sont adoptées. Dans le cas des couvertures de flux de trésorerie et des couvertures d'investissement net en cours à la date d'adoption, les modifications doivent être appliquées au moyen d'un ajustement au titre de l'effet cumulatif visant à éliminer l'évaluation distincte de l'inefficacité dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, et d'un ajustement correspondant au solde d'ouverture des bénéfices non répartis. Les lignes directrices modifiées sur la présentation et les informations à fournir doivent être appliquées uniquement de manière prospective. Fortis évalue l'incidence que l'adoption de cette mise à jour aura sur ses états financiers consolidés.

INSTRUMENTS FINANCIERS

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

Instruments financiers Passif aux 31 décembre (en millions \$)	2017		2016	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
Dettes à long terme, y compris la tranche à court terme	21 535	23 481	21 219	22 523
Billet de la société Waneta	63	64	59	61

La juste valeur de la dette à long terme est calculée en utilisant les cours du marché lorsqu'ils sont disponibles. Lorsqu'il n'y a pas de cours du marché disponibles, comme c'est le cas pour le billet de la société Waneta et certains titres d'emprunt à long terme, la juste valeur est établie soit : i) en actualisant les flux de trésorerie futurs du titre d'emprunt particulier à un taux de rendement estimatif jusqu'à l'échéance équivalant au rendement d'obligations gouvernementales ou de bons du Trésor de référence comportant une échéance similaire, majoré d'une prime au risque de crédit égale à celle d'émetteurs dont la qualité du crédit est semblable; ou ii) en obtenant de tiers des prix indicatifs pour des titres d'emprunt ayant une cote similaire ou identique et ayant la même échéance résiduelle. Comme la Société n'a pas l'intention de régler la dette à long terme ou le billet avant l'échéance, l'excédent de la juste valeur estimée sur la valeur comptable ne représente pas un passif réel.

Le tableau suivant présente, selon les niveaux de la hiérarchie des justes valeurs, les actifs et les passifs de la Société comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente. Ces actifs et ces passifs sont classés entièrement en fonction du niveau le plus faible des données qui est important pour l'évaluation à la juste valeur.

Instruments financiers comptabilisés à la juste valeur (en millions \$)	31 décembre 2017			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actif				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{1, 2}	—	19	2	21
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ¹	—	26	4	30
Contrats de change ³	3	—	—	3
Autres placements ⁴	78	—	—	78
Total de l'actif	81	45	6	132
Passif				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{2, 5}	(1)	(103)	(2)	(106)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ⁵	—	—	(1)	(1)
Swaps de taux d'intérêt et swaps sur rendement total ³	—	(1)	—	(1)
Total du passif	(1)	(104)	(3)	(108)

Instruments financiers comptabilisés à la juste valeur (en millions \$)	31 décembre 2016			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actif				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{1, 2}	1	13	5	19
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ¹	—	1	2	3
Swaps de taux d'intérêt ³	—	11	—	11
Autres placements ⁴	69	—	—	69
Total de l'actif	70	25	7	102
Passif				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{2, 5}	—	(21)	(5)	(26)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ⁵	—	(9)	—	(9)
Swaps de taux d'intérêt et swaps sur rendement total ³	—	(3)	—	(3)
Total du passif	—	(33)	(5)	(38)

1. La juste valeur des contrats d'énergie de la Société est comptabilisée dans les débiteurs et autres actifs à court terme et les autres actifs à long terme.
2. Les gains latents ou pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats sont reportés comme un actif ou passif réglementaire en vue de leur recouvrement auprès des clients ou de leur remboursement aux clients à même les tarifs tel qu'il est autorisé par les organismes de réglementation, sauf pour les contrats de ventes en gros à long terme et certains contrats de swap sur gaz.
3. La juste valeur des contrats de change, des swaps de taux d'intérêt et des swaps sur rendement total de la Société est comptabilisée dans les débiteurs et autres actifs à court terme, les créditeurs et autres passifs à court terme et les autres passifs à long terme.
4. Inclus dans les autres actifs à long terme inscrits dans le bilan consolidé.
5. La juste valeur des contrats d'énergie de la Société est comptabilisée dans les créditeurs et autres passifs à court terme et les autres passifs à long terme.

Instruments dérivés

De façon générale, la Société limite l'utilisation d'instruments dérivés à ceux qui peuvent servir de couvertures comptables, de couvertures économiques ou de couvertures de flux de trésorerie, ou à ceux qui sont approuvés à des fins de recouvrement réglementaire. La Société comptabilise à la juste valeur tous les instruments dérivés, sauf certains instruments comme les dérivés qui sont admissibles à l'exception relative aux achats et aux ventes dans le cours normal des affaires.

Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire

UNS Energy détient des contrats d'achat d'électricité et des swaps sur gaz afin de réduire l'exposition au risque lié au prix de l'énergie associé aux besoins d'achat d'électricité et de gaz naturel. UNS Energy utilise principalement l'approche axée sur le marché en ce qui a trait aux évaluations à la juste valeur, en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants, lorsque c'est possible. Lorsque des prix publiés ne sont pas disponibles, des ajustements sont effectués en fonction de l'historique des rapports sur la courbe des prix, des frais de transport et des pertes en ligne.

Central Hudson emploie des swaps sur électricité et sur gaz naturel afin d'atténuer la volatilité des prix en fixant le prix d'achat effectif pour ces produits de base. La juste valeur des swaps a été calculée à l'aide des prix à terme fournis par des tiers indépendants.

FortisBC Energy détient des contrats d'approvisionnement en gaz et des swaps financiers à prix fixe afin de fixer le prix d'achat réel du gaz naturel, la plupart des contrats d'approvisionnement en gaz naturel étant assortis de prix variables au lieu de prix fixes. La juste valeur des dérivés sur gaz naturel a été calculée en utilisant la valeur actualisée de leurs flux de trésorerie selon les cours du marché publiés et les courbes des taux à terme relatifs au gaz naturel.

Ces contrats d'énergie n'étaient pas désignés comme des couvertures; néanmoins, les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des dérivés étaient reportés à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients à même les tarifs futurs, comme les organismes de réglementation l'autorisent. Ces pertes et ces gains latents seraient autrement comptabilisés dans les résultats. Au 31 décembre 2017, des pertes latentes de 87 millions \$ (19 millions \$ au 31 décembre 2016) avaient été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires et des gains latents de 2 millions \$ (12 millions \$ au 31 décembre 2016) avaient été comptabilisés à titre de passifs réglementaires.

Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire

UNS Energy a conclu des contrats de ventes en gros qui sont admissibles comme instruments dérivés pour fixer les prix de l'énergie et réaliser des marges potentielles, dont 10 % de tous les gains réalisés sont partagés avec les clients au moyen des comptes de stabilisation tarifaire d'UNS Energy. La juste valeur des contrats de ventes en gros a été évaluée au moyen de l'approche axée sur le marché en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants, lorsque c'est possible.

Aitken Creek a conclu des swaps sur gaz pour gérer son exposition aux variations de prix du gaz naturel, prendre en compte les écarts de prix du gaz naturel et gérer le risque financier posé par les opérations de livraison physique. La juste valeur des swaps sur gaz a été calculée à l'aide des prix à terme provenant de sources de données de marché publiées.

Ces contrats d'énergie n'ont pas été désignés comme des couvertures, et les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des dérivés sont comptabilisés à titre de produits. Au 31 décembre 2017, un gain latent de 36 millions \$ (perte latente de 2 millions \$ au 31 décembre 2016) a été comptabilisé dans l'état des résultats.

Contrats de change

La Société détient des contrats de change sur le dollar américain pour atténuer son exposition à la volatilité des taux de change. Ces contrats expirent en 2018 et ont une valeur nominale combinée de 160 millions \$. La méthode d'évaluation de la juste valeur des contrats de change est fondée sur des renseignements provenant de tiers indépendants.

Les gains latents et les pertes latentes sont comptabilisés dans l'état des résultats. En 2017, des gains latents de 3 millions \$ avaient été comptabilisés dans les résultats.

Swaps de taux d'intérêt et swaps sur rendement total

UNS Energy détient des swaps de taux d'intérêt afin de réduire son exposition à la volatilité des taux d'intérêt variables sur des obligations liées aux contrats de location-acquisition. Les swaps de taux d'intérêt expirent en 2020 et ont une valeur nominale de 23 millions \$.

La Société détient trois swaps sur rendement total pour couvrir le risque de flux de trésorerie lié aux règlements en trésorerie futurs prévus des obligations respectives en vertu des UAD et des DVATI. Les swaps sur rendement total ont une valeur nominale combinée de 33 millions \$ et des durées variant entre un an et trois ans échéant en janvier 2018, 2019 et 2020.

En novembre 2017, ITC a résilié ses swaps de taux d'intérêt différé qui étaient utilisés pour couvrir le risque de taux d'intérêt lié à l'émission de titres d'emprunt à taux fixe d'un montant de 1 milliard \$ US en novembre 2017. Au 31 décembre 2017, ITC n'avait aucun swap de taux d'intérêt en cours.

La juste valeur des swaps de taux d'intérêt détenus par UNS Energy a été déterminée au moyen d'une approche par le résultat, en se fondant sur le TIOL à six mois. La juste valeur des swaps sur rendement total de la Société a été évaluée au moyen de l'approche par le résultat, en se fondant sur les courbes des taux à terme.

Les gains latents et les pertes latentes sur les swaps de taux d'intérêt, qui constituent des couvertures de flux de trésorerie, sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu et reclassés à l'état des résultats à titre de composante des intérêts débiteurs sur la durée de l'instrument d'emprunt couvert. La perte qui devrait être reclassée dans les résultats au cours des 12 prochains mois est estimée à environ 3 millions \$, déduction faite des impôts. Les gains et les pertes latents sur les swaps sur rendement total sont comptabilisés en résultat.

Les flux de trésorerie liés au règlement de l'ensemble des instruments dérivés sont inclus dans les activités d'exploitation aux états des flux de trésorerie consolidés de la Société.

Autres placements

ITC et Central Hudson détiennent des placements en fiducie associés aux régimes de retraite complémentaires destinés à certains employés. Ces placements sont constitués de fonds communs de placement et de comptes de dépôt du marché monétaire, qui sont comptabilisés à la juste valeur selon les cours sur des marchés actifs. Les gains et les pertes sur ces fonds sont comptabilisés dans l'état des résultats, tandis que les gains et les pertes sur les placements disponibles à la vente sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Volume des activités liées aux dérivés

Au 31 décembre 2017, la Société détenait plusieurs contrats d'énergie qui seront réglés à différentes dates d'échéance jusqu'en 2029. Les volumes des dérivés sur électricité et sur gaz naturel étaient les suivants :

Volume	2017	2016
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire¹		
Swaps sur électricité (GWh)	1 291	2 184
Contrats d'achat d'électricité (GWh)	761	1 252
Swaps sur gaz (PJ)	216	35
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (PJ)	219	240
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire¹		
Contrats de ventes en gros (GWh)	2 387	2 058
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (PJ)	—	15
Swaps sur gaz (PJ)	36	4

1. GWh signifie gigawattheures et PJ signifie pétajoules.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

La préparation des états financiers consolidés de la Société selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et pose des jugements qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs et la présentation d'information à l'égard des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers consolidés, et sur les montants constatés des produits et des charges des périodes présentées. Les estimations et jugements reposent sur des données historiques, les conditions actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances. En raison de l'évolution des faits et des circonstances et de l'incertitude inhérente à l'élaboration d'estimations, les résultats réels pourraient être très différents des estimations actuelles. Les estimations et jugements sont révisés régulièrement et, lorsque des ajustements s'avèrent nécessaires, ils sont comptabilisés à l'état des résultats au cours de la période où ils sont confirmés. Les estimations comptables critiques de la Société sont analysées ci-après.

Réglementation : De façon générale, les méthodes comptables des entreprises de services publics réglementés de la Société sont assujetties à l'examen et à l'approbation par les organismes de réglementation respectifs. Les actifs et les passifs réglementaires découlent du processus d'établissement des tarifs des entreprises de services publics réglementés et ont été comptabilisés en fonction d'ordonnances ou de décisions réglementaires antérieures, existantes ou prévues. Certaines estimations sont nécessaires, car les milieux réglementaires au sein desquels les entreprises de services publics de la Société exercent leurs activités exigent souvent que ces montants soient comptabilisés à leur valeur estimative jusqu'à ce qu'ils soient établis conformément aux décisions réglementaires ou à d'autres démarches réglementaires. Les montants définitifs approuvés aux fins de report par les organismes de réglementation à titre d'actifs réglementaires et de passifs réglementaires et les périodes approuvées de recouvrement ou de règlement peuvent différer des attentes initiales. Tous les ajustements des estimations initiales qui en découlent sont comptabilisés en résultat au cours de la période où ils sont confirmés. Si une décision réglementaire est rendue après la date de clôture, mais avant la publication des états financiers consolidés, les faits et les circonstances sont examinés pour déterminer s'il s'agit ou non d'un événement postérieur à la date du bilan à comptabiliser.

Au 31 décembre 2017, Fortis a comptabilisé des actifs et des passifs réglementaires totalisant respectivement 3,0 milliards \$ et 3,4 milliards \$ (respectivement 2,9 milliards \$ et 2,2 milliards \$ au 31 décembre 2016). L'augmentation des passifs réglementaires est principalement attribuable à l'incidence de la réforme fiscale américaine, ce qui reflète la baisse de la charge d'impôts reportés qui devrait être remboursée aux clients. Pour une analyse approfondie de la nature des décisions réglementaires, voir la rubrique Faits saillants en matière de réglementation du présent rapport de gestion.

Amortissements : Les amortissements sont des estimations fondées principalement sur la durée de vie utile des actifs. L'estimation de la durée de vie utile se fonde sur des faits actuels et de l'information historique et tient compte de la durée de vie prévue des actifs. Au 31 décembre 2017, les immobilisations corporelles et les actifs incorporels consolidés de la Société totalisaient environ 30,7 milliards \$, soit environ 64 % des actifs consolidés (environ 30,3 milliards \$, ou environ 63 % du total des actifs consolidés au 31 décembre 2016). Le montant des amortissements s'élevait à 1 179 millions \$ en 2017 (983 millions \$ en 2016).

Les taux d'amortissement des entreprises de services publics réglementés de la Société comprennent une estimation des coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations qui n'ont pas été considérés comme une obligation juridique, le montant alloué à la charge d'amortissement étant constaté à titre de passif réglementaire à long terme. Les coûts réels d'enlèvement d'immobilisations sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés. Les coûts d'enlèvement d'immobilisations sont estimés d'après les données historiques et les tendances prévues des coûts. Le solde de ce passif réglementaire au 31 décembre 2017 atteignait 1,1 milliard \$ (1,2 milliard \$ au 31 décembre 2016).

Les variations des taux d'amortissement, en raison d'une variation dans la durée des services estimative ou des coûts d'enlèvement, peuvent avoir une incidence importante sur la dotation aux amortissements consolidée de la Société.

Dans le cadre du processus d'établissement des tarifs facturés aux clients, les entreprises de services publics réglementés de la Société soumettent des taux d'amortissement et de coûts d'enlèvement appropriés à l'approbation des organismes de réglementation respectifs. Les périodes et les taux d'amortissement utilisés sont constamment révisés pour s'assurer qu'ils restent appropriés. De temps

à autre, des tierces parties effectuent des études sur l'amortissement des biens des entreprises de services publics réglementés. Selon les résultats de ces études, l'incidence de tout écart positif ou négatif d'amortissement entre les données réelles et les données prévues incluses dans les taux d'amortissement antérieurs est habituellement reflétée dans les taux d'amortissement futurs et la dotation aux amortissements future, et les sommes correspondantes sont soit remboursées aux clients, soit récupérées à même les tarifs facturés à la clientèle selon l'approbation de l'organisme de réglementation.

Coûts indirects capitalisés : La majorité des entreprises de services publics de la Société capitalisent les coûts indirects qui ne sont pas directement attribuables à des immobilisations corporelles précises, mais qui ont trait au programme général d'investissement. La méthode pour le calcul des coûts indirects généraux capitalisés et leur attribution aux immobilisations corporelles est établie par les organismes de réglementation respectifs. Toute modification de la méthode utilisée pour calculer les coûts indirects et les imputer aux immobilisations corporelles pourrait avoir une incidence significative sur le montant comptabilisé dans les charges d'exploitation plutôt que dans les immobilisations corporelles.

Évaluation de la dépréciation de l'écart d'acquisition : L'écart d'acquisition représente l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des montants nets attribués aux actifs incorporels identifiables acquis dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. La Société procède à un test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuellement le 1^{er} octobre, ou plus fréquemment si un événement ou un changement de circonstances se produit et laisse croire que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable.

Au 31 décembre 2017, l'écart d'acquisition consolidé totalisait environ 11,6 milliards \$ (12,4 milliards \$ au 31 décembre 2016). La diminution de l'écart d'acquisition est attribuable à l'effet de change associé à la conversion de l'écart d'acquisition libellé en dollars américains.

Fortis effectue une évaluation annuelle interne des facteurs qualitatifs et quantitatifs de chaque unité d'exploitation à laquelle un écart d'acquisition a été affecté. La Société a, au total, 11 unités d'exploitation auxquelles un écart d'acquisition a été affecté aux dates d'acquisition respectives par Fortis, et au 1^{er} octobre 2017, la Société a terminé l'évaluation de l'écart d'acquisition de toutes les unités d'exploitation. Le test de dépréciation de l'écart d'acquisition a pris en compte l'incidence de la réforme fiscale américaine et a confirmé qu'il n'y avait pas de dépréciation.

Pour les unités d'exploitation dont i) l'évaluation par la direction des facteurs quantitatifs et qualitatifs indique qu'il n'est pas probable à plus de 50 % que la juste valeur soit supérieure à la valeur comptable, ou dont ii) l'excédent de la juste valeur estimée par rapport à la valeur comptable, à la date du dernier test de dépréciation, n'est pas important, la juste valeur de l'unité d'exploitation est alors estimée par un consultant externe au cours de l'exercice considéré.

La principale méthode utilisée pour estimer la juste valeur des unités d'exploitation est l'approche fondée sur les bénéfices, selon laquelle les projections des flux de trésorerie des unités d'exploitation sont actualisées à l'aide de la méthode axée sur la valeur de l'entreprise. L'approche fondée sur les bénéfices repose sur plusieurs estimations et hypothèses sous-jacentes comportant divers degrés d'incertitude, notamment le montant et le calendrier des flux de trésorerie futurs prévus, les taux de croissance et la détermination des taux d'actualisation appropriés. Une autre méthode d'évaluation, soit l'approche fondée sur le marché, est employée et un rapprochement de la juste valeur estimative totale de toutes les unités d'exploitation et de la capitalisation boursière de la Société est effectué pour valider les conclusions tirées de l'utilisation de l'approche fondée sur les bénéfices.

Le test annuel de dépréciation de l'écart d'acquisition effectué par la Société a révélé que la juste valeur de toutes les unités d'exploitation auxquelles un écart d'acquisition a été affecté excédait leur valeur comptable, de sorte qu'aucune provision pour moins-value n'a été nécessaire pour 2017 et 2016.

Impôts sur les bénéfices : Les impôts sur les bénéfices sont établis selon les impôts sur les bénéfices exigibles de la Société et les estimations des impôts sur les bénéfices reportés découlant des écarts temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs dans les états financiers consolidés et leur valeur fiscale. Un actif ou un passif d'impôts reportés est calculé pour chaque écart temporaire selon les taux d'imposition en vigueur et les lois qui seront en vigueur lorsque les écarts temporaires devraient se résorber ou être réglés. Les actifs d'impôts reportés sont évalués selon la probabilité qu'ils seront recouvrés grâce à des bénéfices imposables futurs. Si la recouvrabilité n'est pas plus probable qu'improbable, une provision pour moins-value est comptabilisée en réduction des bénéfices au cours de la période où la provision est constituée ou modifiée. Les estimations relatives à la charge d'impôts sur les bénéfices et aux actifs et passifs d'impôts reportés, ainsi que toute provision pour moins-value peuvent différer des montants réels engagés.

Avantages sociaux futurs :

Régimes de retraite à prestations déterminées

La charge au titre des régimes de retraite à prestations déterminées de la Société et de ses filiales est assujetties aux estimations utilisées pour le calcul actuariel du coût net au titre des prestations et des obligations connexes. Les principales hypothèses utilisées par la direction dans l'établissement du coût net au titre des prestations et des obligations sont le taux d'actualisation de l'obligation au titre des prestations et le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes.

Le taux de rendement à long terme moyen pondéré prévu des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées, aux fins de l'estimation du coût net des régimes de retraite pour 2018, est de 5,78 %, en baisse par rapport au taux de 5,97 % utilisé en 2017. La diminution du taux de rendement à long terme moyen s'explique par le rendement plus faible que prévu des placements dans des titres à revenu fixe et dans des actions. Les actifs des régimes de retraite à prestations déterminées ont eu des rendements positifs totalisant environ 336 millions \$ en 2017, comparativement à des rendements positifs prévus de 151 millions \$. Les taux de rendement à long terme prévus des actifs des régimes de retraite sont élaborés par la direction avec l'aide d'actuaire indépendants à partir des hypothèses les plus probables du rendement, de la volatilité et des corrélations prévus pour chaque catégorie d'actifs. Les hypothèses les plus probables reposent sur le rendement historique, les attentes futures et le rééquilibrage périodique des portefeuilles entre les diverses catégories d'actifs.

Le taux d'actualisation moyen pondéré présumé qui a servi à évaluer les obligations au titre des prestations projetées au 31 décembre 2017 et à établir le coût net des régimes de retraite pour 2018 est de 3,58 %, comparativement au taux d'actualisation moyen pondéré présumé de 4,00 % utilisé pour évaluer les obligations au titre des prestations projetées au 31 décembre 2016 et pour établir le coût net des régimes de retraite pour 2017. Les taux d'actualisation reflètent les taux d'intérêt du marché sur les obligations de grande qualité assurant des flux de trésorerie qui correspondent à l'échelonnement et au montant des versements prévus au titre des prestations de retraite. La méthode d'établissement des taux d'actualisation est conforme à celle utilisée pour établir les taux d'actualisation à l'exercice précédent.

Le coût consolidé des régimes de retraite à prestations déterminées était comparable à celui de 2016. Le rendement plus élevé que prévu des actifs des régimes, la baisse de l'amortissement des pertes actuarielles et la baisse des ajustements réglementaires en 2017 par rapport à 2016 ont été en grande partie contrebalancés par la hausse du coût des services rendus et des intérêts liés à l'acquisition d'ITC. Toute augmentation ou diminution du coût net des régimes de retraite à prestations déterminées des entreprises de services publics réglementés pour 2018 devrait être recouvrée auprès de la clientèle, ou lui être remboursée, à même les tarifs, sous réserve d'un décalage attribuable à la réglementation et du risque lié aux prévisions pour certaines des entreprises de services publics.

Le tableau qui suit présente les incidences d'une variation de 100 points de base du taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite et du taux d'actualisation sur le coût net au titre des prestations des régimes de retraite de 2017 et sur l'obligation au titre des prestations projetées connexe qui est comptabilisée dans les états financiers consolidés audités de 2017 de la Société.

Analyse de sensibilité à une variation du taux de rendement des actifs des régimes et du taux d'actualisation		
Exercice clos le 31 décembre 2017		
(Diminution) augmentation	Coût net au titre des prestations des régimes de retraite	Obligation au titre des prestations projetées¹
<i>(en millions \$)</i>		
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux de rendement	(25)	21
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux de rendement	21	(59)
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	(33)	(422)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	50	538

1. Certains régimes de retraite à prestations déterminées de FortisBC Energy et de FortisBC Electric comportent des dispositions d'indexation des prestations de retraite qui prévoient qu'une tranche des rendements des placements doit être affectée à l'indexation des prestations de retraite. Par conséquent, une variation du taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite a une incidence sur l'obligation au titre des prestations projetées.

Les autres hypothèses utilisées pour mesurer le coût net au titre des prestations des régimes de retraite ou l'obligation au titre des prestations projetées comprennent le taux moyen d'accroissement des salaires, la durée résiduelle moyenne d'activité des employés actifs et le taux de mortalité des employés et des retraités.

Tel qu'il est approuvé par l'organisme de réglementation concerné, le coût des régimes de retraite à prestations déterminées de FortisAlberta est recouvré à même les tarifs facturés à la clientèle en fonction des paiements en trésorerie versés. Tout écart entre les paiements au comptant et le coût engagé est reporté à titre d'actif ou de passif réglementaire. ITC, Central Hudson, FortisBC Energy, FortisBC Electric et Newfoundland Power ont, tel qu'il est approuvé par les organismes de réglementation, des mécanismes de report des écarts entre le coût net des régimes de retraite réel et le coût net des régimes de retraite prévu permettant d'établir les tarifs facturés à la clientèle. Toutefois, rien ne garantit que de tels mécanismes de report existeront dans l'avenir puisqu'ils dépendent des décisions et ordonnances réglementaires futures.

Au 31 décembre 2017, pour les régimes de retraite à prestations déterminées, la Société avait des obligations au titre des prestations projetées consolidées de 3,2 milliards \$ (3,0 milliards \$ au 31 décembre 2016) et des actifs de régimes consolidés de 2,8 milliards \$ (2,6 milliards \$ au 31 décembre 2016), pour une situation de capitalisation consolidée en position de passif de 0,4 milliard \$ (0,4 milliard \$ au 31 décembre 2016). En 2017, la Société a comptabilisé un coût net au titre des prestations des régimes de retraite consolidé de 87 millions \$ (88 millions \$ en 2016).

Régimes d'ACR

Les régimes d'ACR de la Société et de ses filiales sont également assujettis aux estimations utilisées pour le calcul actuariel du coût et des obligations au titre des prestations accumulées. Des hypothèses semblables à celles décrites ci-dessus, ainsi que le taux tendanciel du coût des soins de santé, ont aussi été utilisées par la direction pour établir le coût net des régimes d'ACR et des obligations au titre des prestations accumulées.

Les actifs des régimes d'ACR d'ITC, d'UNS Energy et de Central Hudson ont eu des rendements positifs de 37 millions \$ en 2017, comparativement à des rendements positifs prévus d'environ 14 millions \$.

Le tableau qui suit présente les incidences d'une variation de 100 points de base du taux tendanciel du coût des soins de santé et du taux d'actualisation sur le coût net des régimes d'ACR pour 2017 et sur l'obligation connexe au titre des prestations accumulées consolidée comptabilisée dans les états financiers consolidés audités de 2017 de la Société.

Analyse de sensibilité à une variation du taux tendanciel du coût des soins de santé et du taux d'actualisation		
Exercice clos le 31 décembre 2017		
Augmentation (diminution) <i>(en millions \$)</i>	Coût net des régimes d'ACR	Obligation au titre des prestations constituée
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux tendanciel du coût des soins de santé	16	96
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux tendanciel du coût des soins de santé	(11)	(74)
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	(8)	(92)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	11	116

ITC, Central Hudson, FortisBC Energy, FortisBC Electric et Newfoundland Power ont, tel qu'il est approuvé par les organismes de réglementation, des mécanismes de report des écarts entre le coût réel et le coût prévu devant être recouvré auprès de la clientèle, ou remboursé à celle-ci, à même les tarifs futurs. Toutefois, rien ne garantit que de tels mécanismes de report existeront dans l'avenir puisqu'ils dépendent des décisions et ordonnances réglementaires futures.

Au 31 décembre 2017, pour les régimes d'ACR, la Société avait des obligations au titre des prestations accumulées consolidées de 665 millions \$ (676 millions \$ au 31 décembre 2016) et des actifs de régimes consolidés de 277 millions \$ (252 millions \$ au 31 décembre 2016), pour une situation de capitalisation consolidée en position de passif de 388 millions \$ (424 millions \$ au 31 décembre 2016). En 2017, la Société a comptabilisé un coût net au titre des prestations des régimes d'ACR consolidé de 32 millions \$ (30 millions \$ en 2016).

Constataion des produits : Les produits des entreprises de services publics réglementés de la Société sont généralement constatés selon la comptabilité d'exercice. L'électricité et le gaz consommés sont calculés au compteur à la livraison aux clients et sont constatés à titre de produits selon les tarifs approuvés lorsqu'ils sont consommés. Les compteurs sont lus à intervalles réguliers, et la facturation est établie en fonction de ces lectures. À la fin de chaque période, une certaine quantité d'électricité et de gaz consommée n'aura pas été facturée. La quantité consommée d'électricité et de gaz qui n'est pas encore facturée à la clientèle fait l'objet d'une estimation et est ajoutée aux produits à chaque fin de période, selon l'approbation de l'organisme de réglementation.

Le total des produits non facturés comptabilisés pour la période correspond aux ventes d'électricité et de gaz naturel estimatives aux clients pour la période depuis la dernière lecture des compteurs, calculées aux tarifs approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Le calcul des ventes d'électricité et de gaz estimatives exige généralement une analyse de la consommation historique par rapport à des facteurs clés comme le prix courant du gaz naturel et de l'électricité, la croissance de la population, l'activité économique, les conditions climatiques et les pertes du réseau. Le processus d'estimation de la consommation d'électricité et de gaz naturel non facturée entraînera des ajustements des produits pour les périodes où ces ajustements sont confirmés en raison du fait que les résultats réels diffèrent des estimations. Au 31 décembre 2017, les produits non facturés comptabilisés dans les débiteurs étaient d'environ 575 millions \$ (551 millions \$ au 31 décembre 2016) sur des produits consolidés de 8,3 milliards \$ pour 2017 (6,8 milliards \$ pour 2016).

Passifs éventuels : La Société et ses filiales sont parties à un certain nombre de litiges et d'actions en justice dans le cours normal des affaires. La direction estime que le montant exigible, le cas échéant, à l'issue de ces poursuites ne devrait pas avoir d'incidence défavorable importante sur la situation financière, les résultats d'exploitation ou les flux de trésorerie consolidés de la Société.

Voici une description de la nature des éventualités de la Société.

FHI

En avril 2013, FHI et Fortis ont été nommées défendeurs dans une action intentée par la bande indienne de Coldwater (la « bande ») auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique. L'action intentée concerne la participation dans un droit de passage d'un pipeline sur des terres de la réserve. Le pipeline situé sur le droit de passage a été transféré par FHI (alors Terasen Inc.) à Kinder Morgan Inc. en avril 2007. La bande veut obtenir une ordonnance annulant le droit de passage et demande des dommages-intérêts en compensation d'une ingérence injustifiée nuisant à l'utilisation et à la jouissance des terres de la réserve de la bande. En mai 2016, la Cour fédérale a rendu une décision rejetant la demande de contrôle judiciaire du consentement ministériel faite par la bande. En septembre 2017, la Cour d'appel fédérale a annulé le consentement ministériel et renvoyé la question au ministère pour révision. L'issue ne peut être raisonnablement établie et évaluée pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés à cet égard.

Chiffres correspondants dans l'état des flux de trésorerie consolidé

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, la Société a découvert une erreur non significative relativement à la présentation des emprunts sur une facilité de crédit dans la section des activités de financement de l'état des flux de trésorerie. La Société a évalué l'erreur et a déterminé qu'elle n'avait pas d'incidence sur ses résultats d'exploitation ni sur sa situation financière dans les états financiers antérieurs et que son incidence sur ses flux de trésorerie n'était pas significative pour les états financiers antérieurs. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la correction a fait en sorte qu'un montant de 169 millions \$, qui était auparavant comptabilisé dans le montant net des emprunts et remboursements sur les facilités de crédit confirmées, est maintenant présenté sur une base brute, un montant de 668 millions \$ étant présenté dans les emprunts sur les facilités de crédit confirmées, et un montant de 499 millions \$, dans les remboursements sur les facilités de crédit confirmées. La correction n'a pas modifié le total des flux de trésorerie provenant des activités de financement.

L'erreur non significative était également présente dans l'état des flux de trésorerie consolidé pour les périodes closes le 31 mars 2016, le 30 juin 2016, le 30 septembre 2016, le 31 décembre 2016, le 31 mars 2017, le 30 juin 2017 et le 30 septembre 2017. Le tableau qui suit présente les détails de la correction de l'erreur.

<i>(en millions \$)</i>	Trimestres clos				Annuel
	Mars 2016	Juin 2016	Septembre 2016	Décembre 2016	2016
Présenté					
Emprunts et remboursements sur les facilités de crédit confirmées, montant net	92	421	83	(503)	93
Corrigé					
Emprunts sur les facilités de crédit confirmées	105	124	72	367	668
Remboursements sur les facilités de crédit confirmées	(82)	(58)	(99)	(260)	(499)
Emprunts et remboursements sur les facilités de crédit confirmées, montant net	69	355	110	(610)	(76)

<i>(en millions \$)</i>	Trimestres clos			À ce jour
	Mars 2017	Juin 2017	Septembre 2017	Septembre 2017
Présenté				
Emprunts et remboursements sur les facilités de crédit confirmées, montant net	65	(241)	(221)	(397)
Corrigé				
Emprunts sur les facilités de crédit confirmées	483	324	659	1 466
Remboursements sur les facilités de crédit confirmées	(545)	(507)	(648)	(1 700)
Emprunts et remboursements sur les facilités de crédit confirmées, montant net	127	(58)	(232)	(163)

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES ET INTERSOCIÉTÉS

Les opérations entre parties liées ont lieu dans le cours normal des affaires et sont évaluées à la valeur d'échange, soit le montant de la contrepartie établie et convenue par les parties liées. Il n'y a eu aucune opération importante entre parties liées en 2017 ou en 2016.

Les soldes et opérations intersociétés, y compris tout bénéfice intersociétés connexe, sont éliminés au moment de la consolidation, à l'exception de certaines opérations intersociétés entre des entités non réglementées et des entités réglementées, conformément aux normes comptables applicables aux entités à tarifs réglementés. Les opérations intersociétés importantes pour 2017 et 2016 sont présentées dans le tableau qui suit.

Opérations entre parties liées et intersociétés		
Exercices clos les 31 décembre		
<i>(en millions \$)</i>	2017	2016
Vente de capacité de l'Expansion Waneta à FortisBC Electric	46	45
Vente d'électricité de BECOL à Belize Electricity	35	33
Location de la capacité de stockage de gaz et ventes de gaz par Aitken Creek à FortisBC Energy	24	17

Au 31 décembre 2017, les débiteurs du bilan consolidé de la Société comprenaient environ 20 millions \$ à recevoir de Belize Electricity (16 millions \$ au 31 décembre 2016).

De temps à autre, la Société accorde du financement à court terme à certaines de ses filiales afin de soutenir les programmes d'investissement, les acquisitions et les besoins saisonniers en fonds de roulement. Il n'y avait aucun prêt intersectoriel en cours au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2016.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Le tableau qui suit présente les principales informations financières annuelles pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015.

Principales informations financières annuelles			
Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en millions \$, sauf les montants par action)</i>			
	2017	2016	2015
Produits	8 301	6 838	6 757
Bénéfice net	1 125	713	840
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	963	585	728
Bénéfice de base par action ordinaire	2,32	1,89	2,61
Bénéfice dilué par action ordinaire	2,31	1,89	2,59
Total de l'actif	47 822	47 904	28 804
Dette à long terme (y compris la tranche à court terme)	20 691	20 817	10 784
Actions privilégiées	1 623	1 623	1 820
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	13 380	12 974	8 060
Dividendes déclarés par :			
Action ordinaire	1,65	1,55	1,43
Action privilégiée de premier rang, série E ¹	—	0,6126	1,2250
Action privilégiée de premier rang, série F	1,2250	1,2250	1,2250
Action privilégiée de premier rang, série G	0,9708	0,9708	0,9708
Action privilégiée de premier rang, série H ²	0,6250	0,6250	0,7344
Action privilégiée de premier rang, série I ²	0,5262	0,4874	0,3637
Action privilégiée de premier rang, série J	1,1875	1,1875	1,1875
Action privilégiée de premier rang, série K	1,0000	1,0000	1,0000
Action privilégiée de premier rang, série M	1,0250	1,0250	1,0250

1. En septembre 2016, la Société a racheté la totalité des actions privilégiées de premier rang, série E émises et en circulation.

2. Le 1^{er} juin 2015, 2 975 154 des 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série H ont été converties, à raison de une contre une, en actions privilégiées de premier rang, série I. Le taux fixe du dividende annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série H a été rétabli, passant de 1,0625 \$ à 0,6250 \$, pour la période de cinq ans du 1^{er} juin 2015, inclusivement, au 1^{er} juin 2020, exclusivement. Les actions privilégiées de premier rang, série I donnent le droit de recevoir un dividende cumulatif à taux variable, lequel sera rétabli tous les trimestres selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois, majoré de 1,45 %.

2017/2016 : Les produits ont augmenté de 1 463 millions \$, ou 21,4 %, par rapport à 2016, et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 963 millions \$, ou 2,32 \$ par action ordinaire, comparativement à 585 millions \$, ou 1,89 \$ par action ordinaire en 2016. Pour en savoir plus sur les raisons à l'origine de la variation des produits, du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du bénéfice de base par action ordinaire, se reporter aux rubriques Sommaire des faits saillants financiers et Résultats d'exploitation consolidés du présent rapport de gestion.

Le total de l'actif et la dette à long terme sont comparables à ceux de 2016. L'effet de change défavorable lié à la conversion des actifs libellés en dollars américains a été en grande partie contrebalancé par les investissements réguliers dans les infrastructures énergétiques, lesquels ont été favorisés par les dépenses en immobilisations des services publics réglementés.

2016/2015 : Les produits ont augmenté de 81 millions \$, ou 1,2 %, par rapport à 2015. La hausse des produits s'explique par l'acquisition d'ITC en octobre 2016, la contribution d'Aitken Creek et l'effet de change favorable lié à la conversion des produits libellés en dollars américains. L'augmentation a été en partie neutralisée par la diminution des produits tirés des activités autres que de services publics en raison de la vente d'immeubles commerciaux et d'actifs hôteliers en 2015 ainsi que par le transfert dans les tarifs facturés aux clients de la baisse globale des coûts de l'approvisionnement énergétique.

En 2016, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 585 millions \$, par rapport à 728 millions \$ en 2015. La diminution est principalement attribuable aux facteurs suivants : i) les charges liées à l'acquisition d'ITC totalisant 90 millions \$, après impôts, en 2016; ii) les gains réalisés à la vente d'actifs non essentiels totalisant 133 millions \$, après impôts, en 2015; et iii) la baisse du bénéfice de FortisAlberta du fait surtout d'une diminution de la consommation d'énergie moyenne et d'une hausse des charges d'exploitation. La diminution du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été partiellement contrebalancée par : i) la contribution au bénéfice de 81 millions \$ d'ITC à partir de la date d'acquisition en octobre 2016; ii) un solide rendement de la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société, particulièrement UNS Energy, en raison surtout du règlement des questions litigieuses relatives à l'unité 1 de Springerville, et Central Hudson, en raison de la hausse des produits tirés de la livraison, d'une hausse de la PFUPC de FortisBC Energy, et du solide rendement dans les Caraïbes; iii) l'effet de change favorable lié aux bénéfices libellés en dollars américains; et iv) la contribution d'Aitken Creek et la hausse du bénéfice de l'Expansion Waneta, dont la production a commencé au début d'avril 2015.

Le total de l'actif a augmenté en raison de l'acquisition d'ITC en octobre 2016 et des investissements continus dans l'infrastructure énergétique, faits dans le cadre des programmes d'investissement des entreprises de services publics réglementés et de l'acquisition d'Aitken Creek, le tout en partie neutralisé par l'effet de change défavorable de la conversion des actifs libellés en dollars américains. L'augmentation de la dette à long terme est principalement attribuable au financement de l'acquisition d'ITC, y compris la dette prise en charge dans le cadre de l'acquisition, et le financement des investissements dans l'infrastructure énergétique.

Le bénéfice de base par action ordinaire a été de 1,89 \$ en 2016, comparativement à 2,61 \$ en 2015. La diminution s'explique par une baisse du bénéfice, tel qu'il est abordé ci-dessus, et par une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Les tableaux qui suivent présentent les informations financières pour les quatrièmes trimestres clos les 31 décembre 2017 et 2016.

Sommaire des volumes de gaz et des ventes d'électricité et d'énergie			
Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre	2017	2016	Écart
Entreprises de services publics réglementés – États-Unis			
UNS Energy – ventes d'électricité (GWh)	3 553	3 356	197
UNS Energy – volumes de gaz (PJ)	4	4	—
Central Hudson – ventes d'électricité (GWh)	1 195	1 195	—
Central Hudson – volumes de gaz (PJ)	6	6	—
Entreprises de services publics réglementés – Canada			
FortisBC Energy (PJ)	69	67	2
FortisAlberta (GWh)	4 328	4 352	(24)
FortisBC Electric (GWh)	869	856	13
Est du Canada (GWh)	2 177	2 207	(30)
Entreprises de services publics réglementés – Caraïbes			
(GWh)	199	205	(6)
Activités non réglementées – infrastructure énergétique			
(GWh)	137	115	22

Ventes d'électricité et d'énergie

L'augmentation des ventes d'électricité est attribuable à la hausse des ventes d'électricité d'UNS Energy, ce qui s'explique surtout par la hausse des ventes en gros à long terme en raison du début d'un nouveau contrat en 2017. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse des livraisons d'énergie de FortisAlberta, en raison de la diminution de la consommation moyenne des clients des secteurs résidentiel, pétrolier et gazier, ainsi que par la baisse des ventes d'électricité dans l'est du Canada, en raison d'une diminution globale de la consommation.

Volumes de gaz

Les volumes de gaz sont comparables à ceux de 2016.

Produits et bénéfice net sectoriels attribuables aux actionnaires ordinaires						
Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre						
<i>(en millions \$, sauf les montants par action)</i>						
	Produits			Bénéfice net		
	2017	2016	Écart	2017	2016	Écart
Entreprises de services publics réglementés – États-Unis						
ITC	396	334	62	(1)	59	(60)
UNS Energy	471	468	3	28	29	(1)
Central Hudson	211	207	4	22	20	2
Entreprises de services publics réglementés – Canada						
FortisBC Energy	366	393	(27)	66	70	(4)
FortisAlberta	152	143	9	29	30	(1)
FortisBC Electric	107	102	5	13	13	—
Est du Canada	273	278	(5)	16	16	—
Entreprises de services publics réglementés – Caraïbes						
	74	76	(2)	9	12	(3)
Activités non réglementées						
Infrastructures énergétiques	64	54	10	25	15	10
Siège social et autres	—	2	(2)	(73)	(75)	2
Éliminations intersectorielles	(3)	(4)	1	—	—	—
Total	2 111	2 053	58	134	189	(55)
Bénéfice de base par action ordinaire (\$)				0,32	0,49	(0,17)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation <i>(en millions)</i>				420,1	384,6	35,5

Produits

L'augmentation des produits est principalement attribuable à l'acquisition d'ITC en octobre 2016, à la contribution d'Aitken Creek, qui est incluse dans l'infrastructure énergétique, et à la hausse des produits de suivi du capital de FortisAlberta. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par l'effet de change défavorable lié à la conversion des produits libellés en dollars américains et au transfert dans les tarifs d'électricité facturés aux clients de la baisse globale des coûts de l'approvisionnement énergétique de FortisBC Energy.

Bénéfice

La diminution du bénéfice est attribuable à la baisse du bénéfice d'ITC, qui découle du réexamen non récurrent de l'actif et du passif d'impôts reportés en raison de la réforme fiscale américaine, en partie contrebalancée par la hausse du bénéfice d'Aitken Creek qui tient aux gains latents résultant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés.

Bénéfice de base par action ordinaire

Le bénéfice de base par action ordinaire a été inférieur de 0,17 \$ par rapport au quatrième trimestre de 2016. L'incidence des facteurs mentionnés précédemment sur le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a aussi subi l'effet de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, qui s'explique par l'émission d'actions pour financer une partie de l'acquisition d'ITC et par les régimes de réinvestissement des dividendes et autres régimes à base d'actions de la Société.

Sommaire des flux de trésorerie consolidés			
Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre			
<i>(en millions \$)</i>	2017	2016	Écart
Trésorerie au début de la période	252	301	(49)
Flux de trésorerie liés à ce qui suit :			
Activités d'exploitation	766	475	291
Activités d'investissement	(882)	(5 187)	4 305
Activités de financement	191	4 685	(4 494)
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	—	(5)	5
Trésorerie à la fin de la période	327	269	58

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont monté de 291 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique surtout par les variations favorables du fonds de roulement, une augmentation du bénéfice en trésorerie découlant d'ITC, ainsi que par les coûts de transaction liés aux acquisitions engagés par la Société au quatrième trimestre de 2016. L'augmentation a été en partie contrebalancée par les variations défavorables des comptes de report réglementaires à long terme.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont diminué de 4 305 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution découle principalement de l'acquisition d'ITC en octobre 2016 pour une contrepartie nette en trésorerie d'environ 4,5 milliards \$ (3,5 milliards \$ US), en partie compensée par l'augmentation des dépenses en immobilisations dans la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont diminué de 4 494 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution découle principalement des activités de financement associées à l'acquisition d'ITC au quatrième trimestre de 2016, de la hausse des remboursements sur la dette à long terme et des variations des emprunts à court terme. La diminution a été en partie contrebalancée par la hausse du produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme dans les entreprises de services publics réglementés de la Société, particulièrement ITC, et de la hausse des emprunts nets sur les facilités de crédit confirmées.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Le tableau ci-après présente les informations trimestrielles pour chacun des huit trimestres clos à partir du 31 mars 2016 jusqu'au 31 décembre 2017. Cette information trimestrielle est tirée des états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités de la Société. Ces résultats financiers ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats de toute période future, et on ne devrait pas s'y fier pour prédire des rendements futurs.

Sommaire des résultats trimestriels	Produits (en millions \$)	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	Bénéfice par action ordinaire	
			De base (\$)	Dilué (\$)
Trimestres clos				
le 31 décembre 2017	2 111	134	0,32	0,31
le 30 septembre 2017	1 901	278	0,66	0,66
le 30 juin 2017	2 015	257	0,62	0,62
le 31 mars 2017	2 274	294	0,72	0,72
le 31 décembre 2016	2 053	189	0,49	0,49
le 30 septembre 2016	1 528	127	0,45	0,45
le 30 juin 2016	1 485	107	0,38	0,38
le 31 mars 2016	1 772	162	0,57	0,57

Le sommaire des huit derniers trimestres reflète la croissance interne continue de la Société, la croissance découlant des acquisitions, déduction faite des coûts de transaction liés à ces acquisitions, et le caractère saisonnier de ses activités. Les résultats intermédiaires varient en raison de la nature saisonnière de la demande d'électricité et de gaz naturel, ainsi qu'en fonction du calendrier et de l'application des décisions des organismes de réglementation. Le coût du combustible, de l'électricité achetée et du gaz naturel, qui est refacturé aux clients sans majoration, a également une incidence sur les produits. Compte tenu de la nature diversifiée des filiales de la Société, le caractère saisonnier peut varier. Le bénéfice annuel des entreprises de services publics de gaz est en grande partie obtenu au cours des premier et quatrième trimestres, en raison de l'utilisation d'appareils de chauffage. Le bénéfice des entreprises de services publics de distribution d'électricité aux États-Unis est généralement plus élevé au cours des deuxième et troisième trimestres, en raison de l'utilisation d'appareils de conditionnement de l'air et d'autres appareils de climatisation.

Décembre 2017/décembre 2016 : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 134 millions \$, ou 0,32 \$ par action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2017, comparativement à un bénéfice de 189 millions \$, ou 0,49 \$ par action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2016. Une analyse des écarts dans les résultats financiers du quatrième trimestre est présentée à la rubrique Résultats du quatrième trimestre du présent rapport de gestion.

Septembre 2017/septembre 2016 : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré à 278 millions \$, ou 0,66 \$ par action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2017, comparativement à un bénéfice de 127 millions \$, ou 0,45 \$ par action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2016. L'augmentation est attribuable au bénéfice de 89 millions \$ d'ITC, acquise en octobre 2016. L'augmentation pour le trimestre est également attribuable aux facteurs suivants : i) la baisse des charges du secteur Siège social et autres, en raison principalement de la réception d'une indemnité de rupture de 24 millions \$, déduction faite des coûts de transaction connexes, relative à la résiliation de l'accord d'acquisition du barrage Waneta et comptabilisée au troisième trimestre de 2017, ainsi que des coûts de transaction de 19 millions \$ liés à l'acquisition d'ITC comptabilisés au troisième trimestre de 2016; ii) la hausse du bénéfice d'Aitken Creek en lien avec le gain latent résultant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés d'un trimestre à l'autre; iii) le solide rendement d'UNS Energy, qui tient surtout à l'incidence du règlement de la demande de révision de tarifs en 2017 et des remboursements de 7 millions \$ ordonnés par la FERC au troisième trimestre de 2016; iv) la hausse du bénéfice de FortisAlberta en raison d'une hausse des produits de suivi du capital et v) une diminution de la perte de FortisBC Energy en raison d'une augmentation de la PFUPC et d'une diminution des charges d'exploitation. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par i) la hausse des frais financiers liée à l'acquisition d'ITC; ii) le règlement favorable des questions litigieuses relatives à l'unité 1 de Springerville pour UNS Energy au troisième trimestre de 2016; iii) l'effet de change défavorable lié

à la conversion des résultats libellés en dollars américains; iv) la baisse de l'apport des activités dans les Caraïbes, en raison surtout de l'incidence de l'ouragan Irma et de la baisse de la quote-part du résultat de Belize Electricity et; v) les frais de développement des affaires liés au projet de Wataynikaneyap Power.

Juin 2017/juin 2016 : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré à 257 millions \$, ou 0,62 \$ par action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2017, comparativement à un bénéfice de 107 millions \$, ou 0,38 \$ par action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2016. L'augmentation est attribuable au bénéfice de 93 millions \$ d'ITC, acquise en octobre 2016. L'augmentation pour le trimestre est également attribuable aux facteurs suivants : i) le solide rendement d'UNS Energy, qui tient surtout à l'incidence du règlement de la demande de révision de tarifs et à l'augmentation des ventes d'électricité; ii) la baisse des charges du secteur Siège social et autres, en raison principalement de coûts de transaction de 22 millions \$ liés à l'acquisition d'ITC, comptabilisées au deuxième trimestre de 2016; iii) la hausse du bénéfice d'Aitken Creek en lien avec le gain latent résultant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés d'un trimestre à l'autre et iv) l'effet de change favorable lié à la conversion des résultats libellés en dollars américains. L'augmentation a été en partie contrebalancée par la hausse des frais financiers relativement à l'acquisition d'ITC.

Mars 2017/mars 2016 : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 294 millions \$, ou 0,72 \$ par action ordinaire, pour le premier trimestre de 2017 comparativement à un bénéfice de 162 millions \$, ou 0,57 \$ par action ordinaire, pour le premier trimestre de 2016. L'augmentation est attribuable au bénéfice de 91 millions \$ d'ITC, acquise en octobre 2016. L'augmentation s'explique également par : i) la solide performance d'UNS Energy, en raison du règlement favorable de questions relatives aux remboursements au titre des coûts de transport ordonnés par la FERC de 7 millions \$, après impôts, en janvier 2017 comparativement à des remboursements au titre des coûts de transport ordonnés par la FERC de 11 millions \$, après impôts, au premier trimestre de 2016, et la hausse des tarifs de détail tel qu'ils ont été approuvés en vertu de sa demande générale de révision des tarifs de 2017; ii) les coûts de transaction liés à l'acquisition d'ITC comptabilisés dans les charges du secteur Siège social et autres au premier trimestre de 2016; iii) l'apport d'Aitken Creek, y compris un gain latent de 6 millions \$ après impôts résultant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés; iv) le calendrier des produits et des charges d'exploitation trimestriels par rapport à la période correspondante de 2016 et la hausse de la PFUPC de FortisBC Energy. La hausse a été partiellement contrebalancée par : i) une baisse de l'apport de FortisAlberta, essentiellement attribuable à la baisse des tarifs facturés aux clients et à une hausse des charges d'exploitation; ii) une augmentation des charges financières du secteur Siège social et autres liée aux acquisitions d'ITC et d'Aitken Creek et iii) l'effet de change défavorable associé aux résultats libellés en dollars américains.

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

Contrôles et procédures de communication de l'information

Les contrôles et les procédures de communication de l'information sont conçus afin de fournir une assurance raisonnable que l'information devant être présentée dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation en valeurs mobilières est consignée, traitée, résumée et publiée dans les délais prescrits par les lois canadiennes et américaines sur les valeurs mobilières. Au 31 décembre 2017, sous la supervision et avec la participation de la direction de la Société, y compris le président et chef de la direction et le vice-président directeur, directeur des finances, une évaluation de l'efficacité des contrôles et des procédures de communication de l'information de la Société, tels qu'ils sont définis dans les lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada et aux États-Unis, a été effectuée. Selon cette évaluation, le président et chef de la direction et le vice-président directeur, directeur des finances, ont conclu que ces contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces au 31 décembre 2017.

Contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est un processus conçu par le chef de la direction et le directeur des finances de la Société, ou sous leur supervision, et mis en œuvre par le conseil d'administration, la direction et d'autres membres du personnel de la Société pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière conformément aux PCGR des États-Unis d'Amérique. En raison

de ses limites inhérentes, le contrôle interne à l'égard de l'information financière pourrait ne pas prévenir ni détecter les inexactitudes. De plus, toute prévision du résultat d'une évaluation de l'efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

La direction de la Société, y compris le chef de la direction et le directeur des finances, a évalué l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière au sein de la Société au 31 décembre 2017, d'après les critères énoncés dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. Compte tenu de son évaluation, la direction de la Société a conclu qu'au 31 décembre 2017, le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société était efficace.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, aucun changement n'a été apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société qui a eu ou est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur son contrôle interne à l'égard de l'information financière.

PERSPECTIVES

Fortis s'attend à une diminution d'environ 3 % de son bénéfice annuel par action en raison de la réforme fiscale américaine et de la déduction d'intérêts au taux d'imposition inférieur de 21 %. En vertu de la réforme fiscale américaine, les entreprises de services publics réglementés sont traitées différemment de la plupart des entreprises, car elles sont exemptées à la fois de la limite relative à la déductibilité des intérêts et de la passation en charges immédiate des dépenses d'investissement, appelée « déduction immédiate ». En outre, les flux de trésorerie à court terme des entreprises de services publics réglementés de la Société aux États-Unis diminueront en raison de la diminution du taux d'imposition des sociétés.

Dans l'avenir, l'incidence de la réforme fiscale américaine augmentera d'environ 50 points de base la croissance de la base tarifaire au cours de la période de cinq exercices qui prendra fin en 2022. Par conséquent, le taux de croissance annuel composé de la base tarifaire devrait passer à 5 % au cours des cinq prochains exercices.

Fortis met l'accent sur la mise en œuvre de son programme d'investissement sur cinq ans et sur la saisie de nouvelles occasions de croissance interne pour ses filiales, lesquelles pourront être financées au moyen de la dette contractée par les entreprises de services publics, des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, de l'apport aux capitaux propres ordinaires du régime de réinvestissement des dividendes, ainsi que du programme de placement au cours du marché récemment approuvé. Fortis prévoit que la croissance soutenue à long terme de la base tarifaire se traduira par une croissance durable du bénéfice et du dividende.

Fortis vise une croissance annuelle moyenne du dividende de quelque 6 % jusqu'en 2022. Cette prévision pour le dividende tient compte de nombreux facteurs, y compris la prévision de décisions raisonnables pour les instances réglementaires visant les entreprises de services publics de la Société, la réalisation de son programme d'investissement sur cinq ans, et la confiance continue de la direction quant à la solidité du portefeuille diversifié d'entreprises de services publics de la Société et à ses résultats sur le plan de l'excellence opérationnelle.

DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

Au 14 février 2018, la Société avait émis et mis en circulation 421,1 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. Seules les actions ordinaires de la Société sont assorties de droits de vote. Les actions privilégiées de premier rang de la Société ne seront pas assorties de droits de vote tant et aussi longtemps que Fortis n'aura pas omis de verser huit dividendes trimestriels, qu'ils soient déclarés ou non, consécutifs ou non.

Le nombre des actions ordinaires de Fortis qui seraient émises si la totalité des options sur actions avait été convertie au 14 février 2018 est d'environ 3,7 millions.

Vous pouvez obtenir d'autres renseignements en consultant les adresses www.fortisinc.com, www.sedar.com ou www.sec.gov. Les renseignements contenus dans, ou auxquels on peut accéder par, l'un ou l'autre de ces sites Web ne sont pas intégrés par renvoi au présent document.

FORTIS INC.

États financiers consolidés audités

Aux 31 décembre 2017 et 2016 et pour les exercices clos à ces dates

TABLE DES MATIÈRES

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.....	i	NOTE 12 Écart d'acquisition	38
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. – Opinion sur les états financiers consolidés	ii	NOTE 13 Créiteurs et autres passifs à court terme.....	38
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. – Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.....	iv	NOTE 14 Dette à long terme.....	39
Rapport des auditeurs indépendants du cabinet d'experts-comptables inscrit, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.	v	NOTE 15 Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières	43
Bilans consolidés.....	1	NOTE 16 Autres passifs.....	45
États des résultats consolidés.....	2	NOTE 17 Bénéfice par action ordinaire	46
États du résultat étendu consolidés.....	2	NOTE 18 Actions privilégiées	46
États des flux de trésorerie consolidés	3	NOTE 19 Cumul des autres éléments du résultat étendu	48
États de l'évolution des capitaux propres consolidés ..	4	NOTE 20 Participations ne donnant pas le contrôle.....	49
Notes afférentes aux états financiers consolidés		NOTE 21 Régimes de rémunération à base d'actions	50
NOTE 1 Description des activités	5	NOTE 22 Autres produits, montant net.....	54
NOTE 2 Nature de la réglementation et questions réglementaires	7	NOTE 23 Impôts sur les bénéfices	54
NOTE 3 Sommaire des principales méthodes comptables	12	NOTE 24 Avantages sociaux futurs	57
NOTE 4 Prises de position comptables futures	24	NOTE 25 Acquisitions d'entreprises	63
NOTE 5 Information sectorielle	26	NOTE 26 Cessions.....	65
NOTE 6 Débiteurs et autres actifs à court terme.....	28	NOTE 27 Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés.....	66
NOTE 7 Stocks	28	NOTE 28 Évaluations à la juste valeur et instruments financiers.....	66
NOTE 8 Actifs et passifs réglementaires	29	NOTE 29 Entité à détenteurs de droits variables.....	73
NOTE 9 Autres actifs	35	NOTE 30 Engagements et éventualités.....	75
NOTE 10 Immobilisations corporelles	35	NOTE 31 Chiffres correspondants.....	78
NOTE 11 Actifs incorporels.....	37		

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

La direction de Fortis Inc. et de ses filiales (la « Société ») est responsable de l'établissement et du maintien d'un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière de la Société. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est un processus conçu par le président et chef de la direction (le « chef de la direction ») et le vice-président directeur et chef des finances (le « chef des finances ») de la Société, ou sous leur supervision, et mis en œuvre par le conseil d'administration, la direction et d'autres membres du personnel de la Société pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique. En raison de ses limites inhérentes, le contrôle interne à l'égard de l'information financière pourrait ne pas prévenir ni détecter les inexactitudes. De plus, toute prévision du résultat d'une évaluation de l'efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

La direction de la Société, y compris le chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2017, d'après les critères énoncés dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. Compte tenu de son évaluation, la direction a conclu qu'au 31 décembre 2017, le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société était efficace.

À titre d'auditeur des états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l., cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, a également audité l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2017. Comme il est mentionné dans le rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. a exprimé une opinion sans réserve sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2017.

Le 14 février 2018

Le président et chef de la direction, Fortis Inc.,

/s/ Barry V. Perry

Barry V. Perry

Le vice-président directeur, chef des finances, Fortis Inc.,

/s/ Karl W. Smith

Karl W. Smith

St. John's, Canada

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

À l'intention des actionnaires et du conseil d'administration de Fortis Inc.

Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Fortis Inc. et ses filiales (la « Société »), qui comprennent le bilan consolidé au 31 décembre 2017, et l'état des résultats consolidé, l'état du résultat étendu consolidé, l'état de l'évolution des capitaux propres consolidé et l'état des flux de trésorerie consolidé pour l'exercice clos à cette date ainsi que les notes y afférentes, y compris un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives (appelés collectivement les « états financiers »).

À notre avis, les états financiers donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Société au 31 décembre 2017, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique.

Opinion du prédécesseur sur les états financiers de la période précédente

Les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 ont été audités par un autre auditeur qui a exprimé sur ces états financiers une opinion non modifiée/sans réserve le 15 février 2017, sauf en ce qui a trait à la note 31, pour laquelle une telle opinion a été exprimée le 14 février 2018.

Rapport sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons aussi audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis (« PCAOB »), le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2017, d'après les critères énoncés dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission, et notre rapport daté du 14 février 2018 exprime une opinion sans réserve sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

Fondement de l'opinion

Responsabilité de la direction pour les états financiers

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité de l'auditeur

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers sur la base de notre audit. Nous avons effectué notre audit conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada et aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Ces normes requièrent également que nous nous conformions aux règles de déontologie. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous devons être indépendants par rapport à la Société au sens des lois sur les valeurs mobilières fédérales des États-Unis et des règles et règlements de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB applicables. De plus, nous devons être indépendants de la Société conformément aux règles de déontologie qui s'appliquent à l'audit des états financiers au Canada et nous acquitter des autres responsabilités déontologiques qui nous incombent selon ces règles.

Un audit comprend la mise en œuvre de procédures pour évaluer les risques que les états financiers comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et pour répondre à ces risques. Ces procédures incluent le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Le choix des procédures relève de notre jugement, et notamment de notre évaluation des risques que les états financiers comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous prenons en considération le contrôle interne de la Société portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes et des principes comptables retenus et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de notre audit sont suffisants et appropriés pour fonder, sur une base raisonnable, notre opinion d'audit.

/s/ Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l.
Comptables professionnels agréés

St. John's, Canada
Le 14 février 2018

Nous sommes l'auditeur de la Société depuis 2017.

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

À l'intention des actionnaires et du conseil d'administration de Fortis Inc.

Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Fortis Inc. et ses filiales (la « Société ») au 31 décembre 2017, d'après les critères énoncés dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« COSO »). À notre avis, la Société maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2017, d'après les critères énoncés dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le COSO.

Nous avons également audité les états financiers consolidés de la Société au 31 décembre 2017 et pour l'exercice clos à cette date conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (« PCAOB ») et aux normes d'audit généralement reconnues du Canada, et nous avons exprimé dans notre rapport daté du 14 février 2018 une opinion non modifiée/sans réserve sur ces états financiers.

Fondement de l'opinion

La responsabilité du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de l'évaluation de l'efficacité de ce contrôle, évaluation incluse dans le Rapport sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière, qui se trouve ci-joint, incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société sur la base de notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous devons être indépendants par rapport à la Société au sens des lois sur les valeurs mobilières fédérales des États-Unis et des règles et règlements de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB applicables.

Nous avons réalisé notre audit selon les normes du PCAOB. Ces normes exigent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs. Notre audit a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous croyons que notre audit fournit un fondement raisonnable à notre opinion.

Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique. Il comprend les politiques et procédures qui : i) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; ii) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique, et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration; iii) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

/s/ Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l.
Comptables professionnels agréés

St. John's, Canada
Le 14 février 2018

Rapport des auditeurs indépendants du cabinet d'experts-comptables inscrit

Aux actionnaires de Fortis Inc.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Fortis Inc., qui comprennent le bilan consolidé au 31 décembre 2016 et l'état des résultats consolidé, l'état du résultat étendu consolidé, l'état des flux de trésorerie consolidé et l'état de l'évolution des capitaux propres consolidé pour l'exercice clos à cette date, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés sur la base de notre audit. Nous avons effectué nos audits conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada et aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Nous n'avons pas pour mission d'effectuer l'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société. Notre audit a comporté la prise en considération du contrôle interne à l'égard de l'information financière afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société. Par conséquent, nous n'exprimons pas d'opinion à cet égard.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement des auditeurs, et notamment de leur évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Un audit comporte également des tests des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés, l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de notre audit sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de Fortis Inc. au 31 décembre 2016, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

/s/ Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.
Comptables professionnels agréés

St. John's, Canada

Le 15 février 2017, sauf en ce qui a trait à la note 31, pour laquelle le rapport est daté du 14 février 2018

Fortis Inc.
Bilans consolidés
Aux 31 décembre
(en millions de dollars canadiens)

	2017	2016
ACTIF		
Actifs à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	327 \$	269 \$
Débiteurs et autres actifs à court terme (note 6)	1 131	1 127
Charges payées d'avance	79	85
Stocks (note 7)	367	372
Actifs réglementaires (note 8)	303	313
Total de l'actif à court terme	2 207	2 166
Autres actifs (note 9)	480	406
Actifs réglementaires (note 8)	2 742	2 620
Immobilisations corporelles, montant net (note 10)	29 668	29 337
Actifs incorporels, montant net (note 11)	1 081	1 011
Écart d'acquisition (note 12)	11 644	12 364
Total de l'actif	47 822 \$	47 904 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passifs à court terme		
Emprunts à court terme (note 14)	209 \$	1 155 \$
Créditeurs et autres passifs à court terme (note 13)	2 053	1 970
Passifs réglementaires (note 8)	490	492
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 14)	705	251
Tranche à court terme des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières (note 15)	47	76
Total du passif à court terme	3 504	3 944
Autres passifs (note 16)	1 210	1 279
Passifs réglementaires (note 8)	2 956	1 691
Impôts reportés (note 23)	2 298	3 263
Dette à long terme (note 14)	20 691	20 817
Obligations liées aux contrats de location-acquisition et aux obligations financières (note 15)	414	460
Total du passif	31 073	31 454
Engagements et éventualités (note 30)		
Capitaux propres		
Actions ordinaires ¹	11 582	10 762
Actions privilégiées (note 18)	1 623	1 623
Surplus d'apport	10	12
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 19)	61	745
Bénéfices non répartis	1 727	1 455
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	15 003	14 597
Participations ne donnant pas le contrôle (note 20)	1 746	1 853
Total des capitaux propres	16 749	16 450
Total du passif et des capitaux propres	47 822 \$	47 904 \$

1. Sans valeur nominale : nombre illimité d'actions autorisées; 421,1 millions et 401,5 millions d'actions émises et en circulation, respectivement, aux 31 décembre 2017 et 2016.

Approuvés au nom du conseil d'administration,

/s/ Douglas J. Haughey /s/ Tracey C. Ball

Douglas J. Haughey, Tracey C. Ball,

Administrateur Administratrice

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Fortis Inc.
États des résultats consolidés
Pour les exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	2017	2016
Produits	8 301 \$	6 838 \$
Charges		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	2 361	2 341
Charges d'exploitation	2 261	2 031
Amortissements	1 179	983
Total des charges	5 801	5 355
Bénéfice d'exploitation	2 500	1 483
Autres produits, montant net (note 22)	127	53
Frais financiers	914	678
Bénéfice avant charge d'impôts sur les bénéfices	1 713	858
Charge d'impôts sur les bénéfices (note 23)	588	145
Bénéfice net	1 125 \$	713 \$
Bénéfice net attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	97 \$	53 \$
Actionnaires privilégiés	65	75
Actionnaires ordinaires	963	585
	1 125 \$	713 \$
Bénéfice par action ordinaire (note 17)		
De base	2,32 \$	1,89 \$
Dilué	2,31 \$	1,89 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Fortis Inc.
États du résultat étendu consolidés
Pour les exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars canadiens)

	2017	2016
Bénéfice net	1 125 \$	713 \$
Autres éléments du résultat étendu (note 19)		
Pertes latentes de change, déduction faite des activités de couverture et de la charge d'impôts sur les bénéfices de 2 \$ et de néant, respectivement	(781)	(50)
Placements disponibles à la vente, déduction faite de la charge d'impôts sur les bénéfices, de néant et de néant, respectivement	—	2
Couvertures de flux de trésorerie, déduction faite de la charge d'impôts sur les bénéfices, de néant et de 2 \$, respectivement	2	3
Avantages sociaux futurs, déduction faite de la charge d'impôts sur les bénéfices, de néant et néant, respectivement	(4)	(1)
	(783)	(46)
Bénéfice étendu	342 \$	667 \$
Bénéfice étendu attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	(2) \$	53 \$
Actionnaires privilégiés	65	75
Actionnaires ordinaires	279	539
	342 \$	667 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Fortis Inc.
États des flux de trésorerie consolidés
Pour les exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars canadiens)

	2017	2016
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	1 125 \$	713 \$
Ajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les rentrées de fonds nettes liées aux activités d'exploitation :		
Amortissement – immobilisations corporelles	1 055	873
Amortissement – actifs incorporels	97	79
Amortissement – divers	27	31
Charge d'impôts reportés (note 23)	544	98
Avantages sociaux futurs courus à payer	27	58
Composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (note 22)	(74)	(37)
Autres	(16)	64
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	68	(17)
Variation du fonds de roulement (note 27)	(97)	22
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	2 756	1 884
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations – immobilisations corporelles	(2 813)	(1 912)
Dépenses en immobilisations – actifs incorporels	(211)	(149)
Apports sous forme d'aide à la construction	102	50
Produit de la cession d'actifs	6	50
Acquisitions d'entreprises, déduction faite de trésorerie acquise (note 25)	–	(4 841)
Autres	(109)	(89)
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(3 025)	(6 891)
Activités de financement		
Produit de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission (note 14)	2 538	4 136
Remboursements de la dette à long terme, des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières	(952)	(336)
Emprunts sur les facilités de crédit confirmées (note 31)	2 085	668
Remboursements sur les facilités de crédit confirmées (note 31)	(2 039)	(499)
Emprunts et remboursements sur les facilités de crédit confirmées, montant net (note 31)	(365)	(76)
Variation des emprunts à court terme, montant net	(892)	392
Avances provenant des détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	4	1 361
Émission d'actions ordinaires à un investisseur institutionnel	500	–
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais et des dividendes réinvestis	61	45
Rachat d'actions privilégiées (note 18)	–	(200)
Dividendes		
Actions ordinaires, déduction faite des dividendes réinvestis	(419)	(316)
Actions privilégiées	(65)	(72)
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	(109)	(53)
Autres	(8)	–
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	339	5 050
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(12)	(16)
Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	58	27
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	269	242
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	327 \$	269 \$

Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés (note 27)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Fortis Inc.

États de l'évolution des capitaux propres consolidés Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants liés aux actions)

	Actions ordinaires		Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Bénéfices non répartis	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	(en millions)		(note 18)	(note 19)	(note 20)				
Au 31 décembre 2016	401,5	10 762 \$	1 623 \$	12 \$	745 \$	1 455 \$	1 853 \$	16 450 \$	
Bénéfice net	—	—	—	—	—	1 028	97	1 125	
Autres éléments du résultat étendu	—	—	—	—	(684)	—	(99)	(783)	
Actions ordinaires émises dans le cadre d'un placement privé (note 14)	12,2	500	—	—	—	—	—	500	
Actions ordinaires émises dans le cadre du régime de réinvestissement des dividendes et autre	7,4	320	—	(5)	—	—	—	315	
Rémunération à base d'actions	—	—	—	3	—	—	—	3	
Avances provenant des détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	4	4	
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(109)	(109)	
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (1,65 \$ par action)	—	—	—	—	—	(691)	—	(691)	
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	(65)	—	(65)	
Au 31 décembre 2017	421,1	11 582 \$	1 623 \$	10 \$	61 \$	1 727 \$	1 746 \$	16 749 \$	
Au 31 décembre 2015	281,6	5 867 \$	1 820 \$	14 \$	791 \$	1 388 \$	473 \$	10 353 \$	
Bénéfice net	—	—	—	—	—	660	53	713	
Autres éléments du résultat étendu	—	—	—	—	(46)	—	—	(46)	
Actions ordinaires émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne (notes 25 et 27)	114,4	4 684	—	—	—	—	—	4 684	
Actions ordinaires émises dans le cadre du régime de réinvestissement des dividendes et autre	5,5	211	—	(4)	—	—	—	207	
Rémunération à base d'actions	—	—	—	2	—	—	—	2	
Avances provenant des détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	1 361	1 361	
Incidence de la conversion des devises	—	—	—	—	—	—	19	19	
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(53)	(53)	
Rachat d'actions privilégiées	—	—	(197)	—	—	—	—	(197)	
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (1,55 \$ par action)	—	—	—	—	—	(534)	—	(534)	
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	(75)	—	(75)	
Adoption d'une nouvelle méthode comptable	—	—	—	—	—	16	—	16	
Au 31 décembre 2016	401,5	10 762 \$	1 623 \$	12 \$	745 \$	1 455 \$	1 853 \$	16 450 \$	

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société ») est essentiellement une société de portefeuille internationale de services publics d'électricité et de gaz naturel. Fortis répartit ses activités selon le statut réglementaire et le territoire de service, et selon les informations utilisées par le principal décideur opérationnel pour répartir les ressources et évaluer la performance du secteur. La répartition des activités entre ces différents secteurs isolables de la Société permet à la haute direction d'estimer le rendement de chaque secteur et d'évaluer sa contribution globale aux objectifs à long terme de Fortis. Chaque entité au sein des secteurs isolables fonctionne avec grande autonomie et est responsable de son résultat net, ainsi que de l'affectation de ses propres ressources.

Les activités de chaque secteur isolable de la Société sont décrites ci-après.

Entreprises de services publics réglementés aux États-Unis

- a) *ITC* : Société qui englobe principalement ITC Holdings Corp. et les activités de transport d'électricité de ses filiales réglementées en exploitation, dont International Transmission Company (« ITCTransmission »), Michigan Electric Transmission Company, LLC (« METC »), ITC Midwest LLC (« ITC Midwest ») et ITC Great Plains, LLC, (collectivement, « ITC »). ITC a été acquise par Fortis en octobre 2016, la Société détenant une participation de 80,1 % dans ITC et une société affiliée de GIC Private Limited (« GIC ») détenant une participation minoritaire de 19,9 % dans ITC (notes 20 et 25). Le secteur ITC comprend également le montant net des charges du siège social et l'activité d'ITC Investment Holdings.

ITC possède et exploite des lignes de transport 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 des centrales jusqu'à des installations de distribution locales reliées aux réseaux d'ITC.

- b) *UNS Energy* : Société qui englobe principalement Tucson Electric Power Company (« TEP »), UNS Electric, Inc. (« UNS Electric ») et UNS Gas, Inc. (« UNS Gas »), (collectivement, « UNS Energy »).

La plus importante filiale d'exploitation d'UNS Energy, TEP, est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement. TEP produit et transporte de l'électricité et en distribue à des clients de détail dans le sud-est de l'Arizona, y compris dans la grande région métropolitaine de Tucson, dans le comté de Pima, de même que dans certaines zones du comté de Cochise. TEP vend également de l'électricité à d'autres entités situées dans l'ouest des États-Unis. UNS Electric est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement qui produit et transporte de l'électricité et en distribue à des clients de détail dans les comtés de Mohave et de Santa Cruz, en Arizona. À l'heure actuelle, TEP et UNS Electric possèdent des ressources de production ayant une capacité globale de 2 834 mégawatts (« MW »), y compris 64 MW de capacité de production d'énergie solaire. Plusieurs des actifs de production dans lesquels TEP et UNS Electric détiennent une participation sont détenus en propriété conjointe.

UNS Gas est une entreprise de services publics réglementés de distribution de gaz qui sert des clients de détail dans les comtés de Mohave, de Yavapai, de Coconino, de Navajo et de Santa Cruz, en Arizona.

- c) *Central Hudson* : Société qui englobe principalement Central Hudson Gas & Electric Corporation (« Central Hudson »), qui fournit des services publics réglementés de transport et de distribution d'électricité et de gaz dans certaines zones de la région médiane de la vallée de l'Hudson dans l'État de New York. La société détient une capacité de production hydroélectrique et alimentée au gaz totalisant 64 MW. Le secteur Central Hudson comprend également le montant net des charges du siège social et l'activité de CH Energy Group, Inc. (« CH Energy Group »).

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Entreprises de services publics réglementés au Canada

- a) *FortisBC Energy* : FortisBC Energy Inc. (« FortisBC Energy ») est la plus importante société réglementée de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique et sert plus de 135 communautés. FortisBC Energy fournit des services de transport et de distribution à sa clientèle, et achète du gaz naturel pour revente à une clientèle surtout résidentielle, commerciale et industrielle. Le gaz naturel acheté provient surtout de la région nord-est de la Colombie-Britannique et, au moyen du pipeline Southern Crossing de FortisBC Energy, de l'Alberta.
- b) *FortisAlberta* : FortisAlberta Inc. (« FortisAlberta ») est une entreprise de services publics réglementés de distribution d'électricité qui exerce ses activités au sein d'une partie importante du sud et du centre de l'Alberta. La société ne possède ni n'exploite d'actifs de production ou de transport, et ne fait pas la vente directe d'électricité.
- c) *FortisBC Electric* : Comprend FortisBC Inc. (« FortisBC Electric »), société de services publics réglementés d'électricité intégrée œuvrant dans la région intérieure sud de la Colombie-Britannique. FortisBC Electric possède quatre centrales hydroélectriques dont la puissance combinée s'élève à 225 MW. La part du secteur attribuable à FortisBC Electric englobe également les services d'exploitation, de maintenance et de gestion de cinq centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique appartenant principalement à des tiers, dont la centrale hydroélectrique Expansion Waneta de 335 MW (l'« Expansion Waneta »), propriété de Fortis et de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust (« CPC/CBT »).
- d) *Est du Canada* : Comprend Newfoundland Power Inc. (« Newfoundland Power »), Maritime Electric Company, Limited (« Maritime Electric »), FortisOntario Inc. (« FortisOntario ») et la participation en actions de 49 % de la Société dans Wataynikaneyap Power Limited Partnership (la « société en commandite Wataynikaneyap ») (note 9).

Newfoundland Power est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de la partie insulaire de Terre-Neuve-et-Labrador. La société possède une capacité de production installée de 139 MW, dont 97 MW d'origine hydroélectrique. Maritime Electric est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard (« Î.-P.-É. »). Maritime Electric possède aussi sur l'île des centrales d'une puissance combinée de 145 MW. FortisOntario englobe trois entreprises de services publics réglementés d'électricité qui fournissent des services à des clients de Fort Erie, de Cornwall, de Gananoque, de Port Colborne et du district d'Algoma, en Ontario. La société en commandite Wataynikaneyap est un partenariat entre 22 collectivités des Premières Nations et Fortis dont le mandat est de relier les Premières Nations éloignées au réseau électrique de l'Ontario au moyen de l'installation de nouvelles lignes de transport (le « projet de Wataynikaneyap Power »). Le projet de Wataynikaneyap Power est en phase de développement.

Entreprises de services publics réglementés dans les Caraïbes

Caraïbes : Comprend la participation conférant le contrôle d'environ 60 % de la Société dans Caribbean Utilities Company, Ltd. (« Caribbean Utilities ») (60 % au 31 décembre 2016), Fortis Turks and Caicos, et la participation en actions de 33 % de la Société dans Belize Electricity Limited (« Belize Electricity ») (note 9). Caribbean Utilities est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée et l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans. Caribbean Utilities possède une capacité de production au diesel installée de 161 MW. Fortis Turks and Caicos comprend deux entreprises de services publics réglementés d'électricité intégrées qui fournissent de l'électricité dans certaines îles de Turks et Caicos. Fortis Turks and Caicos possède une capacité de production au diesel combinée de 84 MW. Belize Electricity est une société de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité au Belize.

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Activités non réglementées – infrastructures énergétiques

Infrastructures énergétiques : Activités qui se composent principalement des actifs de production visés par des contrats à long terme en Colombie-Britannique et au Belize et de l'installation de stockage de gaz naturel Aitken Creek (« Aitken Creek »). En Colombie-Britannique, les actifs de production se composent de la participation conférant le contrôle de 51 % de l'Expansion Waneta d'une puissance de 335 MW, exploitée par la société en commandite Expansion Waneta (« société Waneta »), CPC/CBT détenant les 49 % restants. La production est vendue à BC Hydro et à FortisBC Electric en vertu de contrats de 40 ans. Les actifs de production au Belize se composent de trois centrales hydroélectriques d'une puissance combinée de 51 MW, exploitées par Belize Electric Company Limited (« BECOL »), filiale en propriété exclusive indirecte de la Société. La production est vendue à Belize Electricity en vertu de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») de 50 ans. Aitken Creek Gas Storage ULC, acquise par Fortis en avril 2016, détient une participation de 93,8 % dans Aitken Creek, la participation restante étant détenue par BP Canada Energy Company (note 25). Aitken Creek est la seule installation de stockage souterrain de gaz en Colombie-Britannique, avec une capacité totale de 77 milliards de pieds cubes.

En 2016, la Société a vendu sa centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden de 16 MW (« Walden ») (note 26).

Activités non réglementées – siège social et autres

Siège social et autre : Secteur qui permet de saisir les éléments de charges et de produits qui ne sont pas précisément liés à un secteur isolable, de même que les activités qui se trouvent sous le seuil requis pour être présentées en tant que secteur distinct. Le secteur Siège social et autres comprend le montant net des charges du siège social de Fortis et des charges des activités de sociétés de gestion non réglementées de FortisBC Holdings Inc. (« FHI »).

2. NATURE DE LA RÉGLEMENTATION ET QUESTIONS RÉGLEMENTAIRES

Le bénéfice des entreprises de services publics de la Société est principalement déterminé d'après la réglementation fondée sur le coût du service. De manière générale, en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service, les organismes de réglementation respectifs établissent les tarifs de l'électricité et du gaz facturés à la clientèle de façon à permettre un recouvrement raisonnable par l'entreprise de services publics, en temps opportun, des coûts de fourniture estimatifs du service, y compris un taux de rendement juste selon une structure du capital réglementaire réputée ou ciblée appliquée à la valeur de l'actif réglementaire autorisée (« base tarifaire »). La capacité d'une entreprise de services publics réglementés de recouvrer de manière prudente les coûts engagés dans la prestation des services et de réaliser le taux de rendement des capitaux propres ordinaires (« RCP ») ou le taux de rendement des actifs de la base tarifaire (« RAB »), approuvés par l'organisme de réglementation, pourrait dépendre de la réalisation des prévisions établies dans les processus d'établissement des tarifs. Si une année témoin historique est utilisée pour établir les tarifs facturés à la clientèle, il peut y avoir un décalage attribuable à la réglementation entre le moment où les coûts sont engagés et celui où ils sont reflétés dans les tarifs facturés à la clientèle. Lorsque des mécanismes de tarification axée sur le rendement (« TAR ») sont utilisés pour établir les besoins en produits annuels et les tarifs imposés à la clientèle qui en découlent, une formule est habituellement appliquée pour tenir compte de l'inflation et des améliorations présumées de la productivité. L'utilisation de mécanismes de TAR doit permettre à une entreprise de services publics de recouvrer, selon une possibilité raisonnable, le coût prudent du service et de réaliser son RCP ou son RAB autorisé.

Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont autorisées, le cas échéant, par leurs organismes de réglementation respectifs, à transférer à la clientèle, sans majoration, le coût du gaz naturel, du combustible ou de l'électricité acheté au moyen des tarifs de base imposés à la clientèle ou à utiliser des mécanismes de stabilisation tarifaire et d'autres mécanismes (note 8).

La nature de la réglementation des entreprises de services publics de la Société et les questions réglementaires importantes sont décrites ci-après.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

ITC

ITC est réglementée par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») en vertu de la loi intitulée Federal Power Act (États-Unis). Les tarifs sont fixés annuellement à l'aide du modèle de tarifs fondés sur les coûts approuvé par la FERC et demeurent en vigueur pendant un an, ce qui permet de recouvrer les coûts en temps opportun et d'atténuer le décalage attribuable à la réglementation. Les tarifs établis selon la formule sont assortis d'un mécanisme d'ajustement annuel qui compare les besoins en produits réels et le montant des produits facturés. Tout excédent ou insuffisance de recouvrement est pris en compte et reflété dans les taux futurs des deux années subséquentes. Les tarifs établis selon la formule n'ont pas à être approuvés annuellement par la FERC, bien qu'ils puissent faire l'objet d'une contestation juridique par la FERC. La composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital d'ITC s'établissait à 60 % pour 2017 et 2016.

Plaintes liées au RCP

Des propriétaires tiers ont déposé deux plaintes en instance auprès de la FERC, demandant à la FERC de déclarer que le RCP de base régional de 12,38 % du Midcontinent Independent System Operator (« MISO ») pour les propriétaires de ligne de transport du MISO, dont ITC Transmission, METC et ITC Midwest, ne revêt plus un caractère juste ou raisonnable. Les plaintes couvrent deux périodes consécutives de 15 mois allant de novembre 2013 à février 2015 (la « période initiale de remboursement » ou la « plainte initiale ») et de février 2015 à mai 2016 (la « deuxième période de remboursement » ou la « deuxième plainte »). Les ordonnances de la FERC à l'égard des plaintes établiront également le RCP devant être appliqué prospectivement à compter de la date d'émission des ordonnances de la FERC. En septembre 2016, la FERC a émis une ordonnance portant sur l'établissement d'un RCP de base pour la période initiale de remboursement de 10,32 % ainsi que d'un RCP maximal de 11,35 %. Ces taux s'appliquent prospectivement à compter de septembre 2016 jusqu'à ce qu'un nouveau taux soit approuvé pour la deuxième période de remboursement. Les propriétaires de ligne de transport du MISO ont cherché à obtenir une nouvelle audience à l'égard de l'ordonnance de septembre 2016.

En juin 2016, le juge administratif en chef a rendu une première décision à l'égard de la deuxième plainte, laquelle recommandait un RCP de base de 9,70 % ainsi qu'un RCP maximal de 10,68 %. Le RCP de base pour les trois entreprises de services publics visées pour la période allant de mai 2016 à septembre 2016 était de 12,38 %, et tous les suppléments autorisés qui avaient été approuvés avant le dépôt des plaintes ont été perçus pendant cette période, jusqu'à un maximum de 13,88 %.

La première décision du juge administratif en chef constitue une recommandation non contraignante à l'intention de la FERC, et la FERC n'a pas encore émis son ordonnance concernant la deuxième plainte. En septembre 2017, certains propriétaires de ligne de transport du MISO ont déposé une requête demandant à la FERC de rejeter la deuxième plainte. Dans l'éventualité où la deuxième plainte ne serait pas rejetée, la FERC devrait fixer un nouveau RCP de base ainsi qu'une fourchette raisonnable qui seront également utilisés aux fins du calcul de l'obligation de remboursement pour la deuxième période de remboursement.

Au 31 décembre 2017, la fourchette de remboursement estimée pour la deuxième période de remboursement se situait entre 106 millions \$ US et 145 millions \$ US, et ITC a comptabilisé un passif réglementaire estimatif totalisant 182 millions \$ (145 millions \$ US) [188 millions \$ (140 millions \$ US) au 31 décembre 2016] (note 8 *xiii*). Le montant estimatif total du remboursement lié à la plainte initiale se chiffrait à 158 millions \$ (118 millions \$ US), y compris les intérêts, au 31 décembre 2016. Ce montant a été payé en 2017.

Les passifs réglementaires estimatifs ont été comptabilisés par ITC avant leur acquisition par Fortis. L'issue finale de la plainte initiale et de la deuxième plainte ainsi que le moment de leur résolution sont encore incertains, en partie du fait que la FERC est tenue, selon une décision de cour rendue en avril 2017, de justifier davantage la méthode de calcul des nouveaux RCP. Il est possible que l'issue de ces questions soit très différente de la fourchette de remboursement estimée.

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

UNS Energy

UNS Energy est réglementée par l'Arizona Corporation Commission (« ACC ») et certaines activités sont régies par la FERC en vertu de la loi intitulée Federal Power Act (États-Unis). UNS Energy utilise une année témoin historique afin d'établir les tarifs de détail pour l'électricité et le gaz naturel. Les tarifs de détail pour l'électricité et le gaz naturel doivent permettre aux services publics de recouvrer leurs coûts de service et de réaliser un taux de rendement raisonnable sur la base tarifaire, y compris un ajustement à la juste valeur de la base tarifaire comme exigé par les lois de l'État de l'Arizona.

Demande tarifaire générale

En février 2017, l'ACC a émis une ordonnance tarifaire approuvant les nouveaux tarifs pour TEP en vigueur à compter du 27 février 2017 (l'« ordonnance tarifaire pour 2017 »). Les dispositions de l'ordonnance tarifaire pour 2017 comprennent : i) une hausse des produits tirés des tarifs de base non liés au combustible d'environ 108 millions \$ (81,5 millions \$ US), y compris environ 20 millions \$ (15 millions \$ US) au titre des charges d'exploitation liées à la participation indivise de 50,5 % dans l'unité 1 de la centrale de Springerville, qui a été acquise par TEP en septembre 2016; ii) un rendement de 7,04 % sur la base tarifaire au coût initial, y compris un coût des capitaux propres de 9,75 % et un coût intégré de la dette à long terme de 4,32 %; iii) une composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital d'environ 50 %; et iv) l'adoption des taux d'amortissement proposés qui reflètent la réduction de la durée d'amortissement de l'unité 1 de la centrale de San Juan. Avant l'ordonnance tarifaire pour 2017, et depuis le 1^{er} juillet 2013, le RCP autorisé de TEP était de 10,0 % appliqué sur une structure du capital comprenant 43,5 % de capitaux propres ordinaires.

Le RCP autorisé d'UNS Electric est de 9,50 % appliqué sur une structure de capital comprenant 52,8 % de capitaux propres ordinaires, à compter du 1^{er} août 2016, avant quoi son RCP autorisé était de 9,50 % appliqué sur une structure de capital comprenant 52,6 % de capitaux propres ordinaires, à compter du 1^{er} janvier 2014. Le RCP autorisé d'UNS Gas est de 9,75 % appliqué sur une structure du capital comprenant 50,8 % de capitaux propres ordinaires, à compter du 1^{er} mai 2012.

Ordonnance de la FERC

En 2015 et en 2016, TEP a déclaré à la FERC qu'elle n'avait pas déposé en temps opportun certaines ententes relevant de la compétence de la FERC et a alors fait les dépôts requis aux fins de conformité, y compris le dépôt de plusieurs ententes de services de transport, la plupart conclues avant l'acquisition d'UNS Energy par Fortis en 2014, qui présentaient des écarts par rapport au formulaire standard d'entente de services de TEP. En 2016, la FERC a émis des ordonnances relativement au dépôt tardif des ententes de services de transport, obligeant TEP à effectuer des remboursements en fonction de la valeur temps aux contreparties aux ententes concernées. En 2016, TEP a comptabilisé des remboursements en fonction de la valeur temps de 29 millions \$, dont une tranche de 22 millions \$ avait déjà été payée et, au 31 décembre 2016, TEP a comptabilisé 7 millions \$ se rapportant aux remboursements en fonction de la valeur temps.

En juin 2016, afin de conserver ses droits, TEP a demandé à la Cour d'appel de circuit du District de Columbia de réviser l'ordonnance de remboursement. En janvier 2017, TEP et une des contreparties aux ordonnances relativement au dépôt tardif des ententes de services de transport ont conclu un règlement à l'égard des remboursements en fonction de la valeur temps. En vertu du règlement, en janvier 2017, la contrepartie a versé à TEP un montant de 11 millions \$, et TEP a rejeté l'appel avec préjudice.

En mai 2017, la FERC a informé TEP qu'aucune autre mesure coercitive n'était nécessaire à l'égard des remboursements relatifs aux ententes de services de transport de TEP et a mis fin à l'enquête connexe. Par conséquent, TEP a repris la provision restante de 7 millions \$ relative à d'éventuels remboursements en fonction de la valeur temps.

Central Hudson

Central Hudson est régie par la Public Service Commission (« PSC ») de l'État de New York et certaines activités sont régies par la FERC en vertu de la loi intitulée Federal Power Act (États-Unis). Central Hudson utilise une année témoin future pour établir les tarifs. Le RCP autorisé de Central Hudson est de 9,0 % appliqué sur une structure du capital comprenant 48 % de capitaux propres ordinaires, à compter du 1^{er} juillet 2015 pour une période de trois ans.

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Depuis le 1^{er} juillet 2015, Central Hudson est aussi soumise à un mécanisme de partage des bénéfices, selon lequel l'entreprise et ses clients se partagent à parts égales le bénéfice au-delà de 50 points de base au-dessus du RCP autorisé jusqu'à un maximum de 100 points de base au-dessus du RCP autorisé. Le bénéfice au-delà de 100 points de base au-dessus du RCP autorisé est partagé essentiellement avec les clients.

Demande tarifaire générale

En juillet 2017, Central Hudson a déposé une demande de révision de tarifs auprès de la PSC relativement à une augmentation de 55 millions \$ (43 millions \$ US) et de 23 millions \$ (18 millions \$ US), respectivement, des tarifs d'électricité et de gaz naturel. La demande de révision de tarifs comprenait une demande de faire passer de 9,0 % à 9,5 % le RCP autorisé de Central Hudson et de faire passer la composante capitaux propres de sa structure du capital de 48 % à 50 %. Une ordonnance de la PSC est attendue en août 2018, et les nouveaux tarifs devraient entrer en vigueur au plus tard le 1^{er} septembre 2018. Cette ordonnance sera assortie d'une disposition permettant le recouvrement des produits comme si les taux approuvés étaient entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2018.

FortisBC Energy et FortisBC Electric

FortisBC Energy et FortisBC Electric sont régies par la British Columbia Utilities Commission (« BCUC ») en vertu de la Utilities Commission Act (Colombie-Britannique) et sont assujetties aux plans de TAR pluriannuels pour les années 2014 à 2019. FortisBC Energy a été désignée par la BCUC à titre d'entreprise de services publics de référence en Colombie-Britannique, et le RCP autorisé de l'entreprise de services publics de référence a été établi à 8,75 % et la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital, à 38,5 %, à compter du 1^{er} janvier 2016. Le RCP autorisé de FortisBC Electric de 9,15 % et la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital de 40 % en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2013 sont restés inchangés à compter du 1^{er} janvier 2016.

Les plans de TAR, approuvés par la BCUC, tiennent compte de mécanismes incitatifs d'amélioration de l'efficacité pour les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations. Les charges d'exploitation et de maintenance et les dépenses en immobilisations de base pour la durée des plans de TAR font l'objet d'une formule incitative qui tient compte des coûts marginaux dus à l'inflation et de la moitié de l'accroissement de la clientèle moins un facteur d'ajustement fixe appliqué chaque année selon la productivité de 1,1 % pour FortisBC Energy et de 1,03 % pour FortisBC Electric. Les plans de TAR approuvés comportent en outre un partage à parts égales des écarts par rapport aux charges d'exploitation et de maintenance et aux dépenses en immobilisations estimées d'après une formule sur la durée de la TAR, et certaines mesures de la qualité des services conçues pour garantir que FortisBC Energy et FortisBC Electric maintiennent les services à des niveaux déterminés. Les plans prévoient aussi des dispositions pour un processus d'examen annuel qui servira de lieu d'échanges entre les entreprises de services publics et les parties intéressées sur le rendement actuel et les activités futures.

FortisAlberta

FortisAlberta est régie par l'Alberta Utilities Commission (« AUC »), en vertu de l'Electric Utilities Act (Alberta), de la Public Utilities Act (Alberta), de la Hydro and Electric Energy Act (Alberta) et de l'Alberta Utilities Commission Act (Alberta). FortisAlberta est assujettie à un plan de TAR pluriannuel pour les années 2013 à 2017. En vertu de la TAR, la formule prescrite est appliquée chaque année aux tarifs de distribution de l'année précédente, les taux de distribution de 2012 étant utilisés à titre de tarifs de distribution initiaux.

Le régime de TAR comprend des mécanismes de recouvrement ou de règlement des éléments désignés pour transfert direct aux clients (« facteur Y ») et la récupération de coûts rattachés aux dépenses en immobilisations qui ne sont pas récupérés par la formule (« facteur K » ou « suivi du capital »). L'AUC a aussi approuvé un facteur Z, une procédure de correction de la TAR et un mécanisme de report de l'efficacité du RCP. Le facteur Z permet de demander la récupération des coûts attribuables à des événements importants imprévus. La procédure de correction de la TAR permet de demander la révision du régime de TAR et un rajustement afin de pallier certains problèmes particuliers touchant la conception ou le fonctionnement du régime. Certains seuils conditionnent l'application du facteur Z et la procédure de correction de la TAR. Le mécanisme de report de l'efficacité du RCP comprend un incitatif d'efficacité qui fait en sorte que la société peut continuer de tirer avantage des gains d'efficacité réalisés pendant la période d'application de la TAR, et ce, pendant deux ans après l'expiration de cette période.

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Coût du capital générique

En octobre 2016, l'AUC a rendu sa décision à l'égard de l'instance générale sur le coût du capital générique pour 2016 et 2017. Ainsi, le RCP autorisé de FortisAlberta est demeuré à 8,30 % pour 2016 et augmentera pour passer à 8,50 % pour 2017. La composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital, quant à elle, a été établie à 37 % à compter du 1^{er} janvier 2016. L'incidence des changements au RCP autorisé et à la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital de FortisAlberta ne s'applique qu'à la partie de la base tarifaire qui est financée par les produits comptabilisés dans le compte de suivi du capital.

En juillet 2017, l'AUC a établi une instance visant à déterminer le RCP et la structure du capital pour 2018, 2019 et 2020. L'instance est entrée en vigueur en octobre 2017, et une audience devrait débuter en mars 2018. Le RCP et la structure du capital approuvés pour 2017 demeureront en vigueur jusqu'à la fin de cette instance. Une décision est attendue au troisième trimestre de 2018.

Est du Canada

Newfoundland Power est régie par le Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities (« PUB ») en vertu de la Public Utilities Act (Terre-Neuve-et-Labrador). Newfoundland Power utilise une année témoin future pour établir les tarifs. En juin 2016, le PUB a établi le RCP autorisé à 8,50 %, à compter du 1^{er} janvier 2016, et il a également établi que la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital de Newfoundland Power sera maintenue à 45 %. L'ordonnance tarifaire de juin 2016 demeurera en vigueur pour les années 2016 à 2018. Newfoundland Power doit déposer sa prochaine demande tarifaire générale au plus tard le 1^{er} juin 2018.

Maritime Electric est régie par la Island Regulatory and Appeals Commission (« IRAC ») en vertu des dispositions de la Electric Power Act (Î.-P.-É.), de la Renewable Energy Act (Î.-P.-É.), de la Electric Power (Electricity Rate-Reduction) Amendment Act (Î.-P.-É.), et de la Electric Power (Energy Accord Continuation) Amendment Act (Î.-P.-É.), qui n'a plus effet depuis février 2016. Maritime Electric utilise une année témoin future pour établir les tarifs. En mars 2016, l'IRAC a établi le RCP autorisé de la société à 9,35 %, à compter du 1^{er} mars 2016 pour une période de trois ans, en baisse par rapport au RCP autorisé de 9,75 % en vigueur depuis le 1^{er} mars 2013, et a établi que la structure du capital ciblée de Maritime Electric demeurerait à 40 %.

Les trois entreprises de services publics de FortisOntario exercent leurs activités en vertu de la *Loi sur l'électricité* (Ontario) et de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (Ontario) appliquées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »). FortisOntario utilise une année témoin future pour établir les tarifs. Leur bénéfice est réglementé d'après le rendement de la base tarifaire, majoré d'une récupération des coûts de distribution autorisés. Pour les années exclues du nouveau calcul, les tarifs de distribution d'électricité facturés à la clientèle sont établis au moyen de facteurs inflationnistes moins une cible d'efficacité, tel qu'il est prescrit par la CEO. Le RCP autorisé pour les entreprises de services publics de FortisOntario pour les actifs de distribution ont varié de 8,78 % à 9,30 % pour 2017 et de 8,93 % à 9,30 % pour 2016, les deux appliqués à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres ordinaires, à l'exception de l'une d'entre elles, qui est assujettie à un mécanisme d'établissement des tarifs en vertu d'un accord de concession de 35 ans expirant en 2033, fondé sur un prix plafond avec transfert du coût d'achat. Les besoins en produits tirés des tarifs de base sont ajustés annuellement pour tenir compte de l'inflation, de l'augmentation de la demande en énergie et de la croissance de la clientèle.

Entreprises de services publics réglementés dans les Caraïbes

Caribbean Utilities mène ses activités en vertu d'une licence de transport et de distribution et d'une licence de production du gouvernement des îles Caïmans. La licence de transport et de distribution exclusive est en vigueur pour une période initiale de 20 ans, venant à expiration en avril 2028, et comporte une disposition de renouvellement automatique. Une licence de production non exclusive a été attribuée pour une durée de 25 ans, venant à expiration en novembre 2039. Les licences précisent le rôle du Utility Regulation and Competition Office (« OfReg ») des îles Caïmans, lequel gère les licences, élabore les normes régissant les licences et veille à leur respect, revoit le mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs et approuve annuellement les dépenses en immobilisations. Les licences prévoient un mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs fondé sur les indices des prix à la consommation publiés. Le RAB ciblé autorisé de Caribbean Utilities pour 2017 et 2016 se situait dans une fourchette de 6,75 % à 8,75 %. En janvier 2017, une fusion des organismes de réglementation des îles Caïmans, comprenant l'Electricity Regulatory Authority, a donné lieu à l'établissement de l'OfReg et cette fusion n'a pas eu d'incidence sur les modalités des licences.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Fortis Turks and Caicos exerce ses activités en vertu de deux licences de 50 ans arrivant respectivement à expiration en 2036 et 2037. Entre autres éléments, les licences décrivent le processus d'établissement des tarifs d'électricité par le gouvernement des îles Turks et Caicos au moyen d'une année témoin historique afin de fournir aux entreprises de services publics un RAB autorisé se situant entre 15,0 % et 17,5 % (le « bénéfice d'exploitation autorisé »). Le bénéfice d'exploitation autorisé est fondé sur une base tarifaire calculée, y compris des intérêts sur le manque à gagner entre le bénéfice d'exploitation réel et le bénéfice d'exploitation autorisé sur une base cumulative (le « manque à gagner cumulatif »). Des demandes annuelles sont soumises au gouvernement des îles Turks et Caicos aux fins du calcul du montant du bénéfice d'exploitation autorisé et du manque à gagner cumulatif. Le recouvrement du manque à gagner cumulatif est tributaire des volumes de ventes et charges futurs. Le RAB atteint par les entreprises de services publics a été beaucoup moins élevé que celui qui était autorisé en vertu des licences du fait de l'incapacité, en raison de facteurs économiques et politiques, d'augmenter les tarifs de base de l'électricité après les investissements importants dans les infrastructures effectués au cours des dernières années.

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

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

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

Mode de présentation

Les états financiers consolidés reflètent les placements de la Société dans ses filiales et les entités à détenteurs de droits variables dont Fortis est le principal bénéficiaire sur une base consolidée, la comptabilisation à la valeur de consolidation étant utilisée pour les entités sur lesquelles Fortis a une influence notable mais non le contrôle, et la méthode de la consolidation proportionnelle, pour les actifs de production ou de transport qui sont détenus conjointement avec des entités non affiliées. Les opérations intersociétés ont été éliminées dans les états financiers consolidés, sauf pour les opérations entre entités non réglementées et entités réglementées conformément aux normes comptables applicables aux entités à tarifs réglementés. Pour plus de renseignements sur les entités à détenteurs de droits variables, se reporter à la note 29.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'encaisse, la trésorerie détenue dans des comptes sur marge et les dépôts à court terme comportant une échéance de trois mois ou moins à compter de la date de dépôt.

Provision pour créances douteuses

Fortis et chacune de ses filiales, à l'exception d'ITC, constituent une provision pour créances douteuses estimée en tenant compte de divers facteurs comme le classement chronologique des comptes débiteurs, les pratiques passées et d'autres données actuellement disponibles, y compris des événements comme la faillite de clients et la situation économique. ITC comptabilise des pertes pour créances irrécouvrables lorsque pareilles créances sont spécifiquement identifiées. Les débiteurs sont radiés dans la période au cours de laquelle les créances sont jugées être devenues irrécouvrables.

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Stocks

Les stocks, constitués de matières et fournitures, de gaz, de combustible et de charbon en stock, sont évalués au moindre du coût moyen pondéré et de leur valeur nette de réalisation. Le coût des stocks dans les entreprises de services publics de la Société devrait être recouvré à même les tarifs facturés à la clientèle.

Actifs et passifs réglementaires

Les actifs et les passifs réglementaires découlent du processus d'établissement des tarifs des entreprises de services publics réglementés de la Société. Les actifs réglementaires correspondent aux produits futurs et aux créances liés à certains coûts engagés qui seront ou qui devraient être recouverts auprès de la clientèle pendant les périodes futures dans le cadre du processus d'établissement des tarifs. Les passifs réglementaires correspondent aux réductions futures ou aux limites des augmentations des produits qui se rattachent à des montants qui seront ou qui devraient être remboursés à la clientèle dans le cadre du processus d'établissement des tarifs.

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

Placements

Les placements sur lesquels la Société exerce une influence notable sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence. La Société soumet ses placements une fois par année à un test de dépréciation possible. Toute perte de valeur sera comptabilisée dans la période au cours de laquelle elle a été relevée.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé. Les apports sous forme d'aide à la construction représentent les montants versés par la clientèle et les gouvernements au titre du coût des immobilisations corporelles. Ces apports sont portés en réduction du coût des immobilisations corporelles et sont amortis annuellement d'un montant égal à la dotation aux amortissements pour les actifs en question.

Les taux d'amortissement des entreprises de services publics réglementés de la Société comprennent une estimation des coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations qui n'ont pas été considérés comme une obligation légale, le montant comptabilisé au titre de la charge d'amortissement étant constaté à titre de passif réglementaire à long terme (note 8 *xii*). Les coûts réels d'enlèvement d'immobilisations sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés.

Pour la majorité des entreprises de services publics réglementés de la Société, les immobilisations corporelles sont sorties du bilan au moment de leur cession ou lorsqu'on ne prévoit tirer aucun avantage économique futur de leur utilisation. Au moment de la mise hors service ou de la cession, tout écart entre le coût et l'amortissement cumulé de l'immobilisation, déduction faite du produit de récupération, est imputé à l'amortissement cumulé, sans qu'aucun gain ni aucune perte, le cas échéant, ne soit comptabilisé en résultat. Il est prévu que tous les gains et toutes les pertes imputés à l'amortissement cumulé seront reflétés dans la dotation aux amortissements future lorsqu'ils seront remboursés ou recouverts dans les tarifs facturés à la clientèle.

La majorité des entreprises de services publics réglementés de la Société capitalisent les coûts indirects qui ne sont pas directement attribuables à des immobilisations corporelles précises, mais qui ont trait au programme général d'investissement. La méthode pour le calcul des coûts indirects généraux capitalisés et leur attribution aux immobilisations corporelles est établie par les organismes de réglementation respectifs.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

La majorité des entreprises de services publics réglementés de la Société incluent dans le coût des immobilisations corporelles une composante dette et une composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC »). La composante dette de la PFUPC, qui totalise 38 millions \$ (29 millions \$ en 2016) est comptabilisée comme une déduction des frais financiers, et la composante capitaux propres de la PFUPC est comptabilisée dans les autres produits (note 22). Les deux composantes de la PFUPC sont comptabilisées en résultat au moyen de la dotation aux amortissements sur la durée de service estimative de l'immobilisation applicable. Le mode de calcul de la PFUPC est prescrit par les organismes de réglementation respectifs.

Pour FortisAlberta, le coût des immobilisations corporelles comprend aussi les contributions à l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), lesquelles représentent des investissements obligatoires pour FortisAlberta afin de financer en partie la construction d'installations de transport.

Les immobilisations corporelles comprennent les stocks détenus aux fins de l'aménagement, de la construction et de l'amélioration d'autres actifs, à l'exception d'UNS Energy. Comme l'exige son organisme de réglementation, UNS Energy comptabilise les stocks détenus aux fins d'aménagement et de construction d'autres actifs dans les stocks jusqu'à l'utilisation. Lorsqu'ils sont mis en service, les stocks sont reclassés dans les immobilisations corporelles.

Les coûts de maintenance et de réparation d'immobilisations corporelles sont comptabilisés en résultat au cours de la période où ils sont engagés, alors que les coûts de remplacement et d'amélioration qui prolongent les durées de vie utile sont capitalisés.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon la méthode linéaire sur leur durée de service estimative. Les taux d'amortissement des immobilisations corporelles réglementées sont approuvés par l'organisme de réglementation concerné. Les taux d'amortissement pour 2017 ont varié de 0,9 % à 34,6 % (0,9 % à 34,6 % en 2016). En 2017, le taux mixte moyen pondéré d'amortissement avant réduction pour l'amortissement des apports sous forme d'aide à la construction s'est établi à 2,6 % (2,8 % en 2016).

Les fourchettes des durées de service et les durées de service résiduelles moyennes pondérées des actifs de distribution, de transport, de production et autres actifs de la Société, aux 31 décembre, se présentaient comme suit :

<i>(Années)</i>	2017		2016	
	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée
Distribution				
Électricité	5-80	33	5-80	32
Gaz	14-95	34	7-95	33
Transport				
Électricité	20-80	41	20-80	41
Gaz	5-80	34	7-80	34
Production	5-85	28	5-85	26
Autres	3-70	14	3-70	14

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Contrats de location

Les contrats de location qui transfèrent à la Société la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété des éléments loués sont capitalisés à la valeur actualisée des paiements de location minimaux. Un contrat de location-acquisition est amorti sur la durée du contrat, sauf si la propriété de l'actif est transférée à la fin du contrat, auquel cas le contrat est amorti sur la durée de service estimative de l'actif sous-jacent. Lorsque l'organisme de réglementation a approuvé le recouvrement comme contrats de location-exploitation aux fins d'établissement des tarifs de contrats qui seraient autrement admissibles à titre de contrats de location-acquisition aux fins de la présentation de l'information financière, le moment de la comptabilisation en charges des paiements de location est modifié afin qu'il soit conforme au processus d'établissement des tarifs.

Les paiements relatifs à un contrat de location-exploitation sont passés en charges selon la méthode linéaire sur la durée du contrat.

Actifs incorporels

Les actifs incorporels sont constatés au coût moins l'amortissement cumulé. La durée de vie utile des actifs incorporels est évaluée comme étant indéfinie ou limitée. Les actifs incorporels à durée de vie indéfinie font l'objet d'une évaluation annuelle visant à déterminer s'il y a eu dépréciation, soit individuellement ou au niveau de l'unité d'exploitation. Ces actifs incorporels ne sont pas amortis. Un actif incorporel à durée de vie indéfinie est passé en revue chaque année afin de déterminer s'il convient toujours d'établir que sa durée de vie utile est indéfinie. Si ce n'est pas le cas, l'évaluation de la durée de vie utile passe, sur une base prospective, d'indéfinie à limitée.

Les actifs incorporels ayant une durée de vie limitée sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de service estimative des actifs. Les taux d'amortissement des actifs incorporels réglementés sont approuvés par l'organisme de réglementation concerné. Les taux d'amortissement en 2017 se sont échelonnés de 1,0 % à 50,0 % (de 1,0 % à 50,0 % en 2016).

Les fourchettes des durées de service et les durées de service résiduelles moyennes pondérées des actifs incorporels à durée de vie limitée aux 31 décembre se présentaient comme suit :

<i>(Années)</i>	2017		2016	
	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée
Logiciels	3-10	4	3-10	4
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	36-80	57	30-80	57
Autres	10-100	10	10-104	15

Pour la majorité des entreprises de services publics réglementés de la Société, les actifs incorporels sont sortis du bilan au moment de leur cession ou lorsqu'on ne prévoit tirer aucun avantage économique futur de leur utilisation. Au moment de la mise hors service ou de la cession d'actifs incorporels, tout écart entre le coût et l'amortissement cumulé de l'actif, déduction faite du produit de récupération, est imputé à l'amortissement cumulé, sans qu'aucun gain ni aucune perte, le cas échéant, ne soit comptabilisé en résultat. Il est prévu que tout gain ou toute perte imputé à l'amortissement cumulé sera reflété dans la dotation aux amortissements future lorsqu'il sera remboursé ou recouvré à même les tarifs facturés à la clientèle.

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

La majorité des actifs incorporels à durée de vie indéfinie sont détenus par les entreprises de services publics réglementés de la Société qui présentent également un écart d'acquisition. Pour le test de dépréciation annuel de ses actifs incorporels à durée de vie indéfinie, Fortis inclut ces actifs dans les unités d'exploitation respectives, lesquelles sont soumises annuellement à des tests de dépréciation de l'écart d'acquisition, tel qu'il est indiqué dans la présente note à la rubrique « Écart d'acquisition ».

Dépréciation d'actifs à long terme

La Société révisé l'évaluation des immobilisations corporelles, des actifs incorporels à durée de vie limitée et d'autres actifs à long terme lorsque des événements ou des changements de circonstances indiquent que la valeur comptable des actifs pourrait ne pas être recouvrée. Si la valeur comptable d'un actif excède le montant total des flux de trésorerie non actualisés attendus générés par l'actif, ce dernier est réduit à sa juste valeur estimative et une perte de valeur est comptabilisée en résultat au cours de la période où elle est décelée.

Le test de dépréciation des actifs est exécuté au niveau des unités d'exploitation pour établir si les actifs ont subi une moins-value. Les flux de trésorerie nets des unités d'exploitation ne sont pas directement rattachés à des actifs en particulier, mais plutôt établis pour l'unité d'exploitation dans son ensemble. Le recouvrement de la valeur comptable des actifs réglementaires, y compris un juste taux de rendement, provient des tarifs d'électricité et de gaz facturés à la clientèle qui ont été approuvés par les organismes de réglementation respectifs.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des montants nets attribués aux actifs identifiables acquis dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. La Société procède à un test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuellement le 1^{er} octobre, ou plus fréquemment si un événement ou un changement de circonstances se produit et laisse croire que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable.

Fortis effectue une évaluation annuelle interne des facteurs qualitatifs et quantitatifs de chaque unité d'exploitation à laquelle un écart d'acquisition a été affecté. La Société a, au total, 11 unités d'exploitation auxquelles un écart d'acquisition a été affecté aux dates d'acquisition respectives par Fortis. Pour les unités d'exploitation dont : i) l'évaluation par la direction des facteurs quantitatifs et qualitatifs indique qu'il n'est pas probable à plus de 50 % que la juste valeur soit supérieure à la valeur comptable, ou dont ii) l'excédent de la juste valeur estimée par rapport à la valeur comptable, à la date du dernier test de dépréciation, n'est pas important, la juste valeur de l'unité d'exploitation est alors estimée par un consultant externe au cours de l'exercice considéré.

Afin de calculer la perte de valeur de l'écart d'acquisition, la juste valeur estimative d'une unité d'exploitation est comparée à sa valeur comptable. Si la juste valeur d'une unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur est comptabilisé comme une perte de valeur de l'écart d'acquisition, sans excéder le montant total de l'écart d'acquisition affecté à cette unité d'exploitation.

La principale méthode utilisée pour estimer la juste valeur des unités d'exploitation est l'approche fondée sur les bénéfices, selon laquelle les projections des flux de trésorerie des unités d'exploitation sont actualisées à l'aide de la méthode axée sur la valeur de l'entreprise. L'approche fondée sur les bénéfices repose sur plusieurs estimations et hypothèses sous-jacentes comportant divers degrés d'incertitude, notamment le montant et le calendrier des flux de trésorerie futurs prévus, les taux de croissance et la détermination des taux d'actualisation appropriés. Une autre méthode d'évaluation, soit l'approche fondée sur le marché, est employée et un rapprochement de la juste valeur estimative totale de toutes les unités d'exploitation et de la capitalisation boursière de la Société est effectué pour valider les conclusions tirées de l'utilisation de l'approche fondée sur les bénéfices.

Le test annuel de dépréciation de l'écart d'acquisition effectué par la Société a révélé que la juste valeur de chaque unité d'exploitation à laquelle un écart d'acquisition a été affecté excédait sa valeur comptable, de sorte qu'aucune provision pour moins-value n'a été nécessaire en 2017 ou en 2016.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Frais financiers reportés

Les frais, escomptes et primes liés à l'émission de titres d'emprunt à long terme sont tous comptabilisés en réduction de la dette à long terme et sont amortis sur la durée de la dette à long terme connexe.

Avantages sociaux futurs

Régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées

La Société et ses filiales maintiennent chacune un régime ou une combinaison de régimes de retraite à prestations déterminées, y compris une allocation de retraite et des régimes supplémentaires de retraite pour certains de leurs cadres, et des régimes de retraite à cotisations déterminées, y compris des régimes enregistrés d'épargne-retraite collectifs et des régimes collectifs 401(k) à l'intention des employés. L'obligation au titre des prestations projetées et la valeur du coût associé aux régimes de retraite à prestations déterminées sont établies au moyen de calculs actuariels selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services ainsi que d'après les hypothèses les plus probables de la direction à l'égard du rendement prévu des placements des régimes, du taux d'accroissement des salaires et de l'âge prévu des employés au moment de leur départ à la retraite. Les taux d'actualisation reflètent les taux d'intérêt du marché sur les obligations de grande qualité assurant des flux de trésorerie qui correspondent à l'échelonnement et au montant des versements prévus au titre des prestations de retraite.

Sauf pour FortisBC Energy et Newfoundland Power, les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur, aux fins d'établissement de la charge de retraite. Pour FortisBC Energy et Newfoundland Power, les actifs des régimes de retraite sont évalués en utilisant la valeur liée au marché aux fins d'établissement de la charge de retraite, de telle sorte que les rendements de placement qui sont supérieurs ou inférieurs aux rendements prévus sont constatés dans la valeur des actifs sur une période de trois ans.

L'excédent du gain actuariel cumulé net ou de la perte actuarielle cumulée nette sur 10 % de l'obligation au titre des prestations projetées ou de la juste valeur des actifs des régimes (la valeur liée au marché des actifs des régimes pour FortisBC Energy et Newfoundland Power), selon le plus élevé des deux montants, au début de l'exercice, de même que les coûts au titre des services passés non amortis sont reportés et amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs.

La situation de capitalisation nette des régimes de retraite à prestations déterminées, soit la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations projetées, est comptabilisée dans le bilan consolidé de la Société.

Pour la majorité des entreprises de services publics réglementés de la Société, tout écart entre la charge de retraite constatée selon les PCGR des États-Unis et la charge recouvrée auprès de la clientèle dans les tarifs courants à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées – qui devrait être recouvré auprès de la clientèle ou remboursé à cette dernière à même les tarifs futurs – est assujéti au traitement en compte de report (note 8 ii).

Sauf pour Fortis et FHI, tous les soldes non amortis liés aux gains et aux pertes actuariels nets, aux coûts des services passés et aux obligations transitoires associés aux régimes de retraite à prestations déterminées, qui seraient autrement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, sont assujéti au traitement en compte de report (note 8 ii). Pour Fortis et FHI, tous les soldes non amortis liés aux gains et aux pertes actuariels nets, aux coûts des services passés et aux obligations transitoires associés aux régimes de retraite à prestations déterminées sont constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

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

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Régimes d'avantages complémentaires de retraite

La Société et ses filiales offrent aussi des régimes d'avantages complémentaires de retraite (« ACR »), y compris certaines couvertures d'assurance maladie et dentaire et des prestations d'assurance-vie, à des membres admissibles. L'obligation au titre des prestations accumulées et le coût associé aux régimes d'ACR sont établis au moyen de calculs actuariels selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services ainsi que d'après les hypothèses les plus probables de la direction à l'égard du rendement prévu des régimes, du taux d'accroissement des salaires, de l'âge prévu des employés au moment de leur départ à la retraite et du coût des soins de santé. Les taux d'actualisation reflètent les taux d'intérêt du marché sur les obligations de grande qualité assurant des flux de trésorerie qui correspondent à l'échelonnement et au montant des versements prévus au titre des ACR.

L'excédent du gain actuariel cumulé net ou de la perte actuarielle cumulée nette sur 10 % de l'obligation au titre des prestations accumulées et de la juste valeur des actifs du régime au début de l'exercice de même que les coûts au titre des services passés non amortis sont reportés et amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs.

La situation de capitalisation nette des régimes d'ACR, soit la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations accumulées, est comptabilisée dans le bilan consolidé de la Société.

Pour la majorité des entreprises de services publics réglementés de la Société, tout écart entre le coût des régimes d'ACR constaté selon les PCGR des États-Unis et le coût recouvré auprès de la clientèle dans les tarifs courants, qui devrait être recouvré auprès de la clientèle ou remboursé à cette dernière à même les tarifs futurs, est assujéti au traitement en compte de report (note 8 *ii*).

Rémunération à base d'actions

La Société comptabilise une charge de rémunération liée à l'émission d'options sur actions attribuées en vertu de ses régimes d'options sur actions (note 21). La charge de rémunération est évaluée à la date d'attribution selon le modèle de Black et Scholes, et chaque attribution est amortie séparément en proportions égales sur la période d'acquisition des droits de quatre ans des options attribuées. En contrepartie, une augmentation du surplus d'apport d'un montant égal à la charge de rémunération annuelle liée à l'émission d'options sur actions est aussi comptabilisée. Les options sur actions sont exerçables une fois que les conditions d'acquisition des droits ont été satisfaites. Au moment de l'exercice, le produit des options est porté au crédit du capital social aux prix de l'option, et la juste valeur des options, antérieurement comptabilisée, est reclassée par transfert du surplus d'apport au capital social. L'exercice d'options à un prix inférieur au cours du marché des actions ordinaires de la Société a un effet dilutif sur le capital social consolidé et les capitaux propres consolidés de la Société. Pour l'exercice d'options sur actions, Fortis émet des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé.

La Société comptabilise aussi les passifs associés aux régimes d'unités d'actions différées (« UAD »), d'unités d'actions liées au rendement (« UAR ») et de droits à la valeur d'actions temporairement incessibles (« DVATI ») des administrateurs, qui représentent tous des attributions réglées en trésorerie, à leur juste valeur à chaque date de clôture jusqu'au règlement. La charge au titre de la rémunération est comptabilisée selon la méthode linéaire sur la période d'acquisition des droits, qui, pour les régimes d'UAR et de DVATI, équivaut à la durée la plus courte entre trois ans et la durée d'admissibilité jusqu'à la retraite; pour le régime d'UAD, elle est comptabilisée à la date d'attribution. Les extinctions sont constatées à mesure qu'elles se produisent. La juste valeur des passifs des UAD, UAR et DVATI est fondée sur le cours moyen pondéré en fonction des volumes sur cinq jours de l'action ordinaire de la Société à la fin de chaque période de présentation. Le cours moyen pondéré en fonction des volumes de l'action ordinaire de la Société au 31 décembre 2017 était de 46,01 \$ (41,46 \$ au 31 décembre 2016). La juste valeur des passifs liés aux UAR est aussi fondée sur le paiement prévu probable d'après le rendement historique, compte tenu des paramètres définis de chaque attribution et de la meilleure estimation de la direction.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Conversion des devises

Les actifs et les passifs des établissements à l'étranger de la Société, qui ont tous le dollar américain comme monnaie fonctionnelle, sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan. Le taux de change en vigueur au 31 décembre 2017 était de 1,00 \$ US = 1,25 \$ CA (1,00 \$ US = 1,34 \$ CA au 31 décembre 2016). Les gains et les pertes de change latents qui en résultent sont exclus du calcul du bénéfice et sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que la filiale étrangère soit vendue, soit pratiquement liquidée ou fasse l'objet d'un test de dépréciation en prévision de la cession. Les produits et les charges des établissements à l'étranger de la Société sont convertis au taux de change moyen en vigueur au cours de la période de présentation de l'information financière, qui était de 1,00 \$ US = 1,30 \$ CA en 2017 (1,00 \$ US = 1,33 \$ CA en 2016).

Les gains et les pertes de change sur titres d'emprunt à long terme libellés en devises désignés à titre de couverture efficace des investissements nets dans des établissements à l'étranger sont cumulés comme composante distincte des capitaux propres dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, et la variation de la période écoulée est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu.

Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan. Les produits et les charges libellés en devises sont convertis au taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les gains et les pertes de change sont comptabilisés en résultat.

Instruments dérivés et activités de couverture

Instruments dérivés non désignés

Fortis se sert de dérivés qui ne sont pas désignés comme des contrats de couverture pour gérer le risque de flux de trésorerie lié aux entrées de trésorerie en dollars américains prévues et aux règlements en trésorerie futurs prévus des obligations en vertu des UAR et des DVATI; UNS Energy s'en sert pour respecter les besoins en charges et les obligations liées aux réserves prévus, et Aitken Creek s'en sert pour gérer son exposition au risque lié au prix des produits de base, prendre en compte les écarts de prix du gaz naturel et gérer le risque financier posé par les opérations de livraison physique. Ces instruments dérivés non désignés sont évalués à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées en résultat.

UNS Energy, Central Hudson et FortisBC Energy se servent également de dérivés qui ne sont pas désignés comme des contrats de couverture afin de réduire leur exposition au risque lié au prix de l'énergie associé aux besoins d'achat d'électricité et aux besoins en gaz naturel. Les montants réglés de ces instruments dérivés sont généralement inclus dans les tarifs réglementés, comme le permettent les organismes de réglementation concernés. Ces instruments dérivés non désignés sont évalués à la juste valeur, et les gains et les pertes latents nets découlant des variations de la juste valeur des contrats dérivés sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs réglementaires aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients dans les tarifs futurs (note 8 *viii*).

Les instruments dérivés qui peuvent se prévaloir de l'exception relative aux achats normaux et aux ventes normales ne sont pas évalués à la juste valeur et les montants réglés sont comptabilisés à titre de coûts de l'approvisionnement énergétique dans les états des résultats consolidés.

Instruments dérivés faisant partie de relations de couverture désignées

Pour les instruments dérivés désignés comme des contrats de couverture, la Société et ses entreprises de services publics évaluent formellement si, à sa création et par la suite, le contrat de couverture est hautement efficace pour compenser les variations des éléments couverts. La stratégie de couverture par type d'opération et la stratégie de gestion des risques sont formellement consignées. Au 31 décembre 2017, les types de relations de couverture de la Société étaient principalement les couvertures des flux de trésorerie et des investissements nets.

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

La Société, ITC et UNS Energy se servent de couvertures de flux de trésorerie afin de gérer leur exposition au risque de taux d'intérêt. Les gains ou les pertes latents sur ces instruments dérivés sont initialement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et sont reclassés dans les résultats lorsque l'opération couverte sous-jacente a une incidence sur les bénéfices. Toute inefficacité de couverture est comptabilisée dans le résultat net immédiatement au moment où le gain ou la perte sur les instruments dérivés est calculé.

Le bénéfice que la Société tire des filiales étrangères, les investissements nets qu'elle a dans ces dernières et les participations dans des établissements étrangers comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société a réduit une portion de cette exposition au moyen d'emprunts en dollars américains au niveau du siège social. La Société a désigné sa dette à long terme en dollars américains à titre de couverture d'une portion du risque de change lié à ses investissements nets dans des établissements à l'étranger. Les variations des taux de change liées à la conversion des emprunts en dollars américains faits par la Société au niveau du siège social et désignés comme couvertures sont comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et servent à contrebalancer les gains et les pertes de change latents sur les investissements nets dans des établissements à l'étranger, qui sont aussi comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Présentation des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés est comptabilisée dans les actifs ou les passifs à court terme ou à long terme dans le bilan consolidé de la Société selon le calendrier des règlements et les flux de trésorerie en découlant associés aux instruments. Les contrats dérivés visés par des accords généraux de compensation et les garanties sont présentés au montant brut. Les flux de trésorerie liés au règlement de l'ensemble des instruments dérivés sont inclus dans les activités d'exploitation aux états des flux de trésorerie consolidés de la Société.

Impôts sur les bénéfices

La Société et ses filiales appliquent la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon cette méthode, des actifs et des passifs d'impôts reportés sont constatés à hauteur des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs, ainsi que de l'avantage attribuable aux pertes pouvant être reportées à des exercices futurs aux fins fiscales et dont la réalisation est plus probable qu'improbable. Les provisions pour moins-value sont comptabilisées en réduction des actifs d'impôts reportés lorsqu'il est plus probable qu'improbable qu'une portion ou que la totalité des actifs d'impôts reportés ne soit pas réalisée. Les actifs et les passifs d'impôts reportés sont évalués selon les taux d'imposition en vigueur et les lois qui seront en vigueur lorsque les écarts temporaires devraient se résorber ou être réglés. L'incidence d'une modification des taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts reportés est comptabilisée en résultat pendant la période où la modification a lieu. La charge ou le recouvrement d'impôts sur les bénéfices de l'exercice est constaté à hauteur des impôts à payer ou à recevoir estimatifs pour l'exercice considéré.

Tel qu'il est approuvé par leurs organismes de réglementation respectifs, ITC, UNS Energy, Central Hudson et Maritime Electric recouvrent la charge d'impôts exigibles et reportés dans les tarifs facturés à la clientèle. Comme l'a approuvé son organisme de réglementation, FortisAlberta recouvre la charge d'impôts sur les bénéfices dans les tarifs facturés aux clients à hauteur seulement des impôts sur les bénéfices qui sont actuellement exigibles. FortisBC Energy, FortisBC Electric, Newfoundland Power et FortisOntario recouvrent la charge d'impôts sur les bénéfices dans les tarifs facturés aux clients à hauteur seulement des impôts sur les bénéfices qui sont actuellement exigibles, sauf pour certains soldes réglementaires à l'égard desquels les impôts reportés sont recouverts auprès de la clientèle, ou remboursés à celle-ci, à même les tarifs courants, comme le prescrivent les organismes de réglementation respectifs. Les impôts reportés qui devraient être recouverts ou remboursés à même les tarifs imputés à la clientèle lorsque les impôts sur les bénéfices deviennent à payer ou à recevoir sont comptabilisés comme un actif ou un passif réglementaire (note 8 i).

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

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

Caribbean Utilities et Fortis Turks and Caicos ne sont pas assujetties aux impôts sur les bénéfices puisqu'elles exercent leurs activités dans des territoires libres d'impôt. BECOL n'est pas assujettie aux impôts sur les bénéfices puisqu'elle a obtenu une exonération d'impôt du gouvernement du Belize pour la durée de ses CAÉ de 50 ans.

Tout écart entre la charge d'impôts sur les bénéfices constatée selon les PCGR des États-Unis et la charge recouvrée auprès de la clientèle à même les tarifs courants ou dont le recouvrement auprès de la clientèle à même les tarifs futurs est prévu est assujetti au traitement en compte de report (note 8 i).

La Société a l'intention de réinvestir pour une durée indéterminée le bénéfice de certains établissements à l'étranger. Par conséquent, la Société ne comptabilise pas d'impôts reportés à l'égard des écarts temporaires liés aux investissements dans les filiales étrangères. L'écart entre la valeur comptable de ces investissements et leur base fiscale, qui découle des bénéfices non rapatriés des filiales et de l'écart de change, s'élevait à environ 561 millions \$ au 31 décembre 2017 (525 millions \$ au 31 décembre 2016). Si ces bénéfices sont rapatriés, sous la forme de dividendes ou autre, la Société peut être assujettie aux impôts sur les bénéfices et aux retenues d'impôts étrangers. Il est impossible de calculer les passifs d'impôts reportés non comptabilisés sur ces montants.

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

Les intérêts et pénalités liés aux impôts sur les bénéfices sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés et sont constatés dans la charge d'impôts sur les bénéfices.

Taxes de vente

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

Constataion des produits

Les produits tirés de la vente et de la distribution d'électricité et de gaz par les entreprises de services publics réglementés de la Société sont généralement constatés selon la comptabilité d'exercice. L'électricité et le gaz consommés sont calculés au compteur à la livraison aux clients et sont constatés à titre de produits selon les tarifs approuvés lorsqu'ils sont consommés. Les produits des entreprises de services publics réglementés sont facturés à des tarifs approuvés par l'organisme de réglementation concerné. Les compteurs sont lus à intervalles réguliers, et la facturation est établie en fonction de ces lectures. À la fin de chaque période, une certaine quantité d'électricité et de gaz consommée n'aura pas été facturée; elle fait l'objet d'une estimation et est comptabilisée à titre de produits courus.

Les produits tirés du transport d'ITC sont comptabilisés à titre de services fournis selon le modèle de tarifs fondés sur les coûts approuvé par la FERC. Une provision au titre des produits devant être remboursés est comptabilisée à titre de réduction des produits lorsqu'il est probable que ces produits seront remboursés et que le montant à rembourser peut être estimé de manière raisonnable (note 8 vi).

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Dans certaines circonstances, UNS Energy et Aitken Creek concluent des contrats d'achat et de vente en gros d'électricité qui ne sont pas réglés en énergie. Les contrats de ventes et les contrats d'achat d'électricité nets sont reflétés au montant net dans les produits.

Comme le prescrit l'organisme de réglementation, FortisAlberta est tenue de se procurer des services de transport auprès de l'AESO et de lui en régler le coût, et de percevoir les produits tirés du transport de ses clients en les facturant aux détaillants des clients par l'intermédiaire de la composante transport des tarifs de FortisAlberta approuvés par son organisme de réglementation. FortisAlberta est une société de distribution uniquement et, par conséquent, elle n'exerce aucune activité de transport ou de production. La société est un conduit servant à transférer les coûts du transport aux utilisateurs finaux étant donné que le fournisseur de transport n'entretient pas de relation directe avec ces clients. Par conséquent, FortisAlberta présente les produits et les charges liés aux services de transport sur une base nette. Les tarifs perçus sont fondés sur les charges de transport prévues. FortisAlberta n'est pas exposée aux risques liés aux prévisions relativement aux coûts du transport, puisque tous les écarts entre les charges réelles liées aux services de transport et les produits réellement recouverts auprès de la clientèle sont reportés pour être recouverts auprès de la clientèle, ou remboursés à celle-ci, à même les tarifs futurs.

FortisBC Electric a conclu des contrats visant la vente de l'excédent de capacité qui pourrait être disponible une fois ses besoins en charges satisfaits. Ces produits sont constatés selon la comptabilité d'exercice aux tarifs établis dans les contrats de vente.

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

Les produits générés par Aitken Creek proviennent d'activités de location d'entreposage à long terme, de stockage et de prêt et d'activités d'optimisation du stockage, et sont généralement constatés selon la comptabilité d'exercice sur la durée des contrats. Les produits générés par l'optimisation découlent de l'achat de gaz naturel et de sa vente à terme au moyen de contrats financiers et de contrats prévoyant la livraison et sont composés des gains et des pertes réalisés et latents sur les contrats financiers et les contrats prévoyant la livraison, qui ne sont pas désignés en tant qu'instruments dérivés, utilisés pour gérer le risque lié au prix des produits de base (note 28).

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Une obligation conditionnelle liée à la mise hors service d'immobilisations est une obligation légale d'exécuter une activité de mise hors service d'immobilisations dont l'échéancier ou la méthode de règlement dépend d'événements futurs pouvant être indépendants ou non de la volonté de la Société. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont comptabilisées à titre de passif à la juste valeur, et sont classées à titre d'autres passifs à long terme, et les immobilisations corporelles sont augmentées du même montant. La Société constate les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans les périodes au cours desquelles elles sont engagées si une estimation raisonnable de leur juste valeur peut être établie. La juste valeur est fondée sur une estimation de la valeur actuelle des dépenses futures prévues, actualisée selon un taux d'intérêt sans risque rajusté en fonction de la qualité de crédit. L'augmentation du passif attribuable à l'écoulement du temps est comptabilisée dans une charge de désactualisation, et les coûts capitalisés sont amortis sur la durée de vie utile de l'actif. Les coûts réels engagés pour le règlement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont portés en réduction des passifs.

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Les filiales de la Société ont des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relativement à la remise en état de centrales, d'installations d'interconnexion, de contrats d'approvisionnement en énergie de gros et de certains actifs du réseau de distribution d'électricité. Ces éléments comporteront des obligations légales liées à la mise hors service d'immobilisations, y compris la remise en état de terrains et de l'environnement ou encore l'enlèvement d'actifs; cependant, la date finale et le coût de cette remise en état des lieux ou de l'enlèvement des actifs connexes ne peuvent être raisonnablement établis à l'heure actuelle. Il est normalement prévu que ces actifs seront en exploitation à perpétuité en raison de la nature de leurs activités. Il est normalement prévu que les licences, les permis, les ententes d'interconnexion, les contrats d'approvisionnement en énergie de gros et les droits de passage seront renouvelés ou prolongés pour une période indéfinie afin de maintenir l'intégrité des actifs et d'assurer l'approvisionnement continu aux clients. Si des problèmes environnementaux survenaient, les actifs seraient déclassés ou les licences, permis ou ententes ou contrats applicables seraient résiliés, et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations seraient comptabilisées à ce moment, à la condition que les coûts puissent être estimés de manière raisonnable.

Passifs éventuels

Des provisions sont établies au titre de procédures judiciaires spécifiques lorsqu'une issue non favorable est probable et que le montant de la perte peut faire l'objet d'une estimation raisonnable. Un degré élevé de jugement doit être exercé pour prédire l'issue de ces réclamations. La Société identifie certaines autres questions juridiques pour lesquelles elle croit qu'une issue défavorable est raisonnablement possible ou qu'aucune estimation des pertes possibles ne peut être effectuée. Tous les passifs éventuels sont examinés régulièrement afin de déterminer si la probabilité de perte a changé et pour évaluer s'il est possible d'effectuer une estimation raisonnable de la perte ou de la fourchette dans laquelle la perte pourrait se situer.

Nouvelles méthodes comptables

Simplification du test de dépréciation de l'écart d'acquisition

Le 1^{er} janvier 2017, la Société a adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2017-04, *Simplifying the Test for Goodwill Impairment*. Les modifications présentées dans cette mise à jour simplifient l'évaluation ultérieure de l'écart d'acquisition en éliminant la deuxième étape de l'actuel test de dépréciation de l'écart d'acquisition en deux étapes. Une entité utilisera un test de dépréciation quantitatif en une étape pour comptabiliser une perte de valeur correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur de l'unité d'exploitation, sans excéder le montant total de l'écart d'acquisition affecté à cette unité d'exploitation. La nouvelle ligne directrice ne modifie pas l'évaluation qualitative optionnelle de la dépréciation de l'écart d'acquisition. L'ASU susmentionnée a été appliquée prospectivement et n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

Stocks

Le 1^{er} janvier 2017, les entreprises de services publics de la Société ont adopté l'ASU 2015-11, *Inventory*, qui exige une évaluation des stocks au montant le plus bas entre le coût et la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation est le prix de vente estimé dans le cours normal des activités, diminué des coûts raisonnablement prévisibles pour l'achèvement, la vente et le transport. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société, car le coût des stocks pour les entreprises de services publics de la Société est recouvré à même les tarifs facturés à la clientèle.

Utilisation des estimations comptables

La préparation des états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et pose des jugements qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs et la présentation d'information à l'égard des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers consolidés, et sur les montants constatés des produits et des charges des périodes présentées. Les estimations et jugements reposent sur des données historiques, les conditions actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances.

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

En outre, certaines estimations et certains jugements sont nécessaires, car les milieux réglementaires au sein desquels les entreprises de services publics de la Société exercent leurs activités exigent souvent que ces montants soient comptabilisés à leur valeur estimative jusqu'à ce qu'ils soient établis conformément aux décisions réglementaires ou d'autres démarches réglementaires. En raison de l'évolution des faits et des circonstances et de l'incertitude inhérente à l'élaboration d'estimations, les résultats réels pourraient être très différents des estimations actuelles. Les estimations et jugements sont révisés régulièrement et, lorsque des ajustements s'avèrent nécessaires, ils sont comptabilisés à l'état des résultats au cours de la période où ils sont confirmés. Si une décision réglementaire est rendue après la date de clôture, mais avant la publication des états financiers consolidés, les faits et les circonstances sont examinés pour déterminer s'il s'agit ou non d'un événement postérieur à la date du bilan à comptabiliser.

Les estimations comptables critiques de la Société sont présentées ci-dessus à la note 3, aux rubriques « Actifs et passifs réglementaires », « Immobilisations corporelles », « Actifs incorporels », « Écart d'acquisition », « Avantages sociaux futurs », « Impôts sur les bénéfices », « Constatation des produits », et « Passifs éventuels » et aux notes respectives afférentes aux états financiers consolidés.

4. PRISES DE POSITION COMPTABLES FUTURES

La Société se penche sur l'applicabilité et l'incidence de toutes les ASU publiées par le Financial Accounting Standards Board (« FASB »). Les mises à jour suivantes ont été publiées par le FASB, mais n'ont pas encore été adoptées par Fortis. Toute ASU n'étant pas incluse ci-après a été évaluée et jugée non applicable pour la Société, ou comme n'ayant pas d'incidence significative future sur les états financiers consolidés.

Produits des activités ordinaires tirés des contrats conclus avec des clients

L'ASU 2014-09 a été publiée en mai 2014, et les modifications présentées dans cette mise à jour, ainsi que d'autres ASU publiées en 2016 et en 2017 pour clarifier les lignes directrices liées à la mise en œuvre, créent le Topic 606 de l'Accounting Standards Codification (« ASC »), *Revenue from Contracts with Customers*, et remplacent les exigences de comptabilisation des produits du Topic 605 de l'ASC, *Revenue Recognition*, y compris la plupart des lignes directrices concernant la comptabilisation des produits selon les secteurs contenues dans l'ensemble de la codification. Cette norme clarifie les principes de comptabilisation des produits des activités ordinaires et permet aux utilisateurs des états financiers de mieux comprendre et d'analyser uniformément les produits d'une entité selon les secteurs et les opérations. La nouvelle norme permet deux méthodes de transition qui peuvent être utilisées dans le cadre de son application : i) la méthode rétrospective intégrale et ii) la méthode rétrospective modifiée, selon laquelle les chiffres des périodes comparatives ne sont pas retraités, et l'incidence cumulative de l'application de la norme doit être comptabilisée en date de l'application initiale et complétée par des informations additionnelles. Cette norme entre en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2017. Fortis a adopté cette ASU le 1^{er} janvier 2018 et l'a appliquée selon une approche rétrospective modifiée, et aucun ajustement significatif n'a été identifié dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis.

Après avoir examiné les évaluations finales et les conclusions de ses entreprises de services publics concernant les ventes basées sur des tarifs aux clients de gros et de détail, qui représentent plus de 90 % des produits consolidés de la Société, Fortis a conclu que l'adoption de cette norme n'aura pas d'incidence sur la comptabilisation des produits liés aux ventes basées sur des tarifs et, par conséquent, qu'elle n'aura pas d'incidence sur le résultat. Les filiales de Fortis ont terminé leurs évaluations finales et tiré leurs conclusions quant à leurs sources de produits moins importantes, et Fortis examine ces évaluations finales, notamment pour assurer l'uniformité dans la mise en œuvre de la norme et la sélection de la méthode comptable, et ne prévoit aucun ajustement à cet égard.

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

La Société présentera des informations additionnelles pour se conformer aux nouvelles obligations d'information concernant la nature, le montant, le calendrier et le degré d'incertitude des produits des activités ordinaires et des flux de trésorerie; par conséquent, les produits qui se situent en dehors du champ d'application de la nouvelle norme, y compris ceux découlant de programmes générateurs d'autres types de produits, seront présentés séparément. La Société présentera ses produits des activités ordinaires dans trois catégories : i) les produits des activités ordinaires tirés des contrats conclus avec des clients, qui comprendront les produits liés aux tarifs de détail et de gros, ii) les produits découlant de programmes générateurs d'autres types de produits, et iii) les autres produits. Les produits de la Société sont actuellement subdivisés par : i) secteur géographique, et ii) activité de services publics fonctionnant sur une base essentiellement autonome. Ce niveau de subdivision ne changera pas lors de la mise en œuvre des nouvelles lignes directrices, car il est : i) utilisé par le principal décideur opérationnel de la Société pour évaluer la performance financière des filiales en exploitation et pour prendre des décisions quant à l'affectation des ressources, ii) utilisé par les parties prenantes externes afin d'évaluer la performance financière de la Société et iii) conforme aux autres documents de la Société présentés à l'externe.

Fortis continue de surveiller son processus d'adoption dans le cadre de son contrôle interne à l'égard de l'information financière existant, y compris les processus comptables et la collecte et l'évaluation de l'information utilisée pour évaluer l'information à fournir. À mesure que la Société finalisera sa mise en œuvre au premier trimestre de 2018, elle continuera d'évaluer toutes les modifications qui pourraient être nécessaires au contrôle interne à l'égard de l'information financière.

Comptabilisation et évaluation des actifs financiers et des passifs financiers

L'ASU 2016-01, *Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*, a été publiée en janvier 2016, et les modifications de cette mise à jour visent certains aspects de la comptabilisation, de l'évaluation, de la présentation et des informations à fournir à l'égard des instruments financiers. Les modifications exigent notamment ce qui suit : i) les placements en titres de capitaux propres dans les entités non consolidées (entités autres que celles comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence) doivent être évalués à la juste valeur par le biais du résultat net; et ii) les actifs et les passifs financiers doivent être présentés séparément dans les notes afférentes aux états financiers consolidés et regroupés par classe d'évaluation et type d'instrument financier. Cette mise à jour entre en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2017. Fortis adoptera cette norme au premier trimestre de 2018 et la date d'entrée en vigueur sera le 1^{er} janvier 2018, mais cette norme ne devrait pas avoir d'incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Contrats de location

L'ASU 2016-02 a été publiée en février 2016, et les modifications présentées dans cette mise à jour créent le Topic 842 de l'ASC, *Leases*. L'ASU 2016-02 remplace les exigences liées aux contrats de location du Topic 840 de l'ASC, *Leases*. La principale disposition du Topic 842 de l'ASC porte sur la comptabilisation des actifs et des passifs liés aux contrats de location au bilan par le preneur pour les contrats antérieurement classés comme contrats de location-exploitation. Dans le cas des contrats de location-exploitation, le preneur doit : i) comptabiliser l'actif au titre du droit d'utilisation et l'obligation locative, initialement évalués à la valeur actualisée des paiements locatifs, dans le bilan; ii) comptabiliser une seule charge locative, calculée de manière à ce que la charge soit répartie sur la durée du contrat généralement sur une base linéaire; et iii) classer tous les paiements en trésorerie dans les activités d'exploitation à l'état des flux de trésorerie. Ces modifications exigent également la présentation d'informations qualitatives ainsi que de certaines informations quantitatives. Cette mise à jour entre en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2018 et doit être appliquée selon une approche rétrospective modifiée, sous réserve de mesures de simplification. L'adoption anticipée est permise. Fortis évalue l'incidence que l'adoption de cette mise à jour aura sur ses états financiers consolidés.

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Évaluation des pertes de crédit liées aux instruments financiers

L'ASU 2016-13, *Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*, a été publiée en juin 2016 et les modifications présentées dans cette mise à jour imposent aux entités l'utilisation d'un modèle fondé sur les pertes de crédit attendues et la prise en compte d'un éventail plus large d'informations raisonnables et justifiables afin d'éclairer les estimations de pertes de crédit. Cette norme prend effet pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2019 et doit être appliquée selon une approche rétrospective modifiée. Fortis évalue l'incidence que l'adoption de cette mise à jour aura sur ses états financiers consolidés.

Amélioration de la présentation du coût net des prestations de retraite de la période et du coût net des prestations postérieures au départ à la retraite de la période

L'ASU 2017-07, *Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost*, a été publiée en mars 2017 et les modifications présentées dans cette mise à jour exigent de l'employeur qu'il détache la composante coûts des services rendus du coût net des prestations et la présente au même poste de l'état des résultats que les autres charges de rémunération découlant des services rendus. Les autres composantes du coût net des prestations doivent être présentées séparément de la composante coûts des services et hors du bénéfice d'exploitation. En outre, selon les modifications, seule la composante coûts des services peut être capitalisée, le cas échéant. Les modifications contenues dans cette mise à jour doivent être appliquées rétrospectivement en ce qui concerne la présentation du coût net des prestations de la période et prospectivement, à compter de la date d'entrée en vigueur, en ce qui a trait à la capitalisation d'uniquement la composante coûts des services du coût net des prestations de la période. Cette mise à jour entre en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2017. Fortis a adopté cette norme le 1^{er} janvier 2018 et a conclu qu'elle n'aura pas d'incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Améliorations ciblées à la comptabilisation des activités de couverture

L'ASU 2017-12, *Targeted Improvements to Accounting for Hedging Activities*, a été publiée en août 2017, et les modifications présentées dans cette mise à jour visent à mieux aligner les activités de gestion des risques et la présentation des informations financières liées aux relations de couverture à l'aide de changements apportés aux lignes directrices en matière de désignation et d'évaluation des relations de couverture répondant aux conditions requises et en matière de présentation des résultats de couverture. Cette mise à jour entre en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2018. L'adoption anticipée est permise. Les modifications liées à cette mise à jour doivent être reflétées à compter de l'ouverture de l'exercice où elles sont adoptées. Dans le cas des couvertures de flux de trésorerie et des couvertures d'investissement net en cours à la date d'adoption, les modifications doivent être appliquées au moyen d'un ajustement au titre de l'effet cumulatif visant à éliminer l'évaluation distincte de l'inefficacité dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, et d'un ajustement correspondant au solde d'ouverture des bénéfices non répartis. Les lignes directrices modifiées sur la présentation et les informations à fournir doivent être appliquées uniquement de manière prospective. Fortis évalue l'incidence que l'adoption de cette mise à jour aura sur ses états financiers consolidés.

5. INFORMATION SECTORIELLE

Fortis répartit ses activités selon le statut réglementaire et le territoire de service, et selon les informations utilisées par le principal décideur opérationnel pour répartir les ressources et évaluer la performance de chaque secteur. La performance sectorielle est évaluée en fonction du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires.

Une description détaillée de chaque secteur isolable est présentée à la note 1.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

	ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS										ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES			
	États-Unis					Canada					Total	Siège social et autres	Éliminations intersectorielles	Total
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Est du Canada	Caraïbes	Total	Infra-structure énergétique				
Exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions \$)	1 575	2 080	872	1 198	600	398	1 062	301	8 086	226	1	8 301		
Produits	—	711	260	411	—	142	692	144	2 360	2	—	2 361		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	436	609	402	298	198	89	134	44	2 210	49	13	2 261		
Charges d'exploitation	220	260	65	198	190	62	95	55	1 145	32	2	1 179		
Amortissement	919	500	145	291	212	105	141	58	2 371	143	(14)	2 500		
Bénéfice d'exploitation	40	19	8	20	2	1	98	7	98	1	29	127		
Autres produits, montant net	259	101	41	116	93	37	56	18	721	5	189	914		
Frais financiers	371	148	42	40	1	14	22	—	638	19	(69)	588		
Charge d'impôts sur les bénéfices	329	270	70	155	120	55	64	47	1 110	120	(105)	1 125		
Bénéfice net	57	—	—	1	—	—	—	13	71	26	—	97		
Participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	272	270	70	154	120	55	64	34	1 039	94	(170)	963		
Écart d'acquisition	7 698	1 733	566	913	227	235	67	178	11 617	27	—	11 644		
Total de l'actif	17 581	8 596	3 188	6 418	4 454	2 197	2 489	1 325	46 248	1 605	76	47 822		
Dépenses en immobilisations	982	534	220	446	414	105	156	146	3 003	21	—	3 024		
Exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions \$)	334	2 002	849	1 151	572	377	1 063	301	6 649	193	9	6 838		
Produits	—	740	253	347	—	132	698	137	2 307	35	—	2 341		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	151	605	387	295	189	88	136	45	1 896	39	108	2 031		
Charges d'exploitation	46	264	61	198	180	57	91	54	951	28	4	983		
Amortissement	137	393	148	311	203	100	138	65	1 495	91	(103)	1 483		
Bénéfice d'exploitation	9	7	5	17	3	—	2	9	52	2	—	53		
Autres produits, montant net	54	102	40	125	85	37	55	15	513	4	162	678		
Frais financiers	20	99	43	51	—	9	21	—	243	3	(101)	145		
Charge d'impôts sur les bénéfices	72	199	70	152	121	54	64	59	791	86	(164)	713		
Bénéfice net	13	—	—	1	—	—	—	13	27	26	—	53		
Participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	59	199	70	151	121	54	64	46	764	60	(239)	585		
Écart d'acquisition	8 246	1 854	605	913	227	235	67	190	12 337	27	—	12 364		
Total de l'actif	18 000	8 935	3 214	6 230	4 057	2 143	2 394	1 344	46 317	1 502	130	47 904		
Dépenses en immobilisations	223	524	233	336	375	74	161	106	2 032	19	—	2 061		

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Opérations entre parties liées et intersociétés

Les opérations entre parties liées ont lieu dans le cours normal des affaires et sont évaluées à la valeur d'échange, soit le montant de la contrepartie établie et convenue par les parties liées. Il n'y a eu aucune opération entre parties liées importante en 2017 ou en 2016.

Les soldes et opérations intersociétés, y compris tout bénéfice intersociétés connexe, sont éliminés au moment de la consolidation, à l'exception de certaines opérations intersociétés entre des entités non réglementées et des entités réglementées, conformément aux normes comptables applicables aux entités à tarifs réglementés. Les opérations intersociétés importantes pour 2017 et 2016 sont présentées dans le tableau qui suit.

<i>(en millions)</i>	2017	2016
Vente de capacité de l'Expansion Waneta à FortisBC Electric	46 \$	45 \$
Vente d'électricité de BECOL à Belize Electricity	35	33
Location de la capacité de stockage de gaz et ventes de gaz par Aitken Creek à FortisBC Energy	24	17

Au 31 décembre 2017, les débiteurs présentés au bilan consolidé de la Société comprenaient environ 20 millions \$ à recevoir de Belize Electricity (16 millions \$ au 31 décembre 2016).

De temps à autre, la Société accorde du financement à court terme à certaines filiales afin de soutenir les programmes d'investissement, les acquisitions et les besoins saisonniers en fonds de roulement. Il n'y avait aucun prêt intersectoriel en cours au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2016.

6. DÉBITEURS ET AUTRES ACTIFS À COURT TERME

<i>(en millions)</i>	2017	2016
Débiteurs – clients	492 \$	507 \$
Débiteurs non facturés	575	551
Provision pour créances douteuses	(31)	(33)
Impôts à recevoir	8	26
Autres	87	76
	1 131 \$	1 127 \$

Les autres débiteurs étaient composés de sommes facturées aux clients pour des services non essentiels, des dépôts de garantie pour des achats de gaz de FortisBC Energy, des avances sur achats de charbon d'UNS Energy et de la juste valeur des instruments dérivés (note 28).

7. STOCKS

<i>(en millions)</i>	2017	2016
Matériaux et fournitures	238 \$	244 \$
Gaz et combustible stockés	97	98
Stocks de charbon	32	30
	367 \$	372 \$

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Selon les ordonnances ou décisions antérieures, existantes ou prévues, les entreprises de services publics réglementés de la Société ont comptabilisé les montants suivants comme devant être recouverts auprès des clients ou remboursés à ces derniers au cours des périodes futures.

<i>(en millions)</i>	2017	2016	Période de recouvrement résiduelle (années)
Actifs réglementaires			
Impôts reportés <i>i)</i>	1 403 \$	1 260 \$	À déterminer
Avantages sociaux futurs <i>ii)</i>	510	576	Variable
Coûts de gestion de l'énergie reportés <i>iii)</i>	200	178	1-10
Coûts de mise hors service anticipée liée à la production <i>iv)</i>	105	—	11-13
Charges locatives reportées <i>v)</i>	104	97	Variable
Comptes de stabilisation tarifaire <i>vi)</i>	95	183	Variable
Frais d'exploitation indirects reportés <i>vii)</i>	91	78	Variable
Instruments dérivés <i>viii)</i>	87	19	Variable
Report relatif à la remise en état des centrales au gaz <i>ix)</i>	75	107	À déterminer
Incidatifs réglementaires visant la réduction des gaz à effet de serre <i>x)</i>	35	40	10
Autres actifs réglementaires <i>xi)</i>	340	395	Variable
Total des actifs réglementaires	3 045	2 933	
Moins : tranche à court terme	(303)	(313)	1
Actifs réglementaires à long terme	2 742 \$	2 620 \$	
Passifs réglementaires			
Impôts reportés <i>i)</i>	1 484 \$	— \$	À déterminer
Provision pour coûts d'enlèvement d'immobilisations <i>xii)</i>	1 095	1 194	À déterminer
Comptes de stabilisation tarifaire <i>vi)</i>	254	230	Variable
Passif lié au remboursement au titre du RCP <i>xiii)</i>	182	346	1
Passif lié à l'efficacité énergétique <i>xiv)</i>	82	49	Variable
Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable <i>xv)</i>	66	53	À déterminer
Compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz <i>xvi)</i>	58	71	À déterminer
Avantages sociaux futurs <i>ii)</i>	47	42	Variable
Autres passifs réglementaires <i>xvii)</i>	178	198	Variable
Total des passifs réglementaires	3 446	2 183	
Moins : tranche à court terme	(490)	(492)	1
Passifs réglementaires à long terme	2 956 \$	1 691 \$	

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Description de la nature des actifs et des passifs réglementaires

i) Impôts reportés

Les entreprises de services publics réglementés de la Société constatent des actifs et des passifs d'impôts reportés et des passifs et des actifs réglementaires connexes, qui sont liés au montant des impôts reportés censé être remboursé aux clients ou recouvré auprès des clients dans les tarifs futurs. Au 31 décembre 2017, des actifs réglementaires d'environ 754 millions \$ associés aux impôts reportés n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (596 millions \$ au 31 décembre 2016). Au 31 décembre 2017, des passifs réglementaires d'environ 1 481 millions \$ associés aux impôts reportés n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire.

Les soldes pour ITC, UNS Energy et Central Hudson reflètent l'incidence des changements importants apportés à la législation fiscale adoptée aux États-Unis en décembre 2017 (la « réforme fiscale américaine »). Dans le cadre de la réforme fiscale américaine, les entreprises de services publics ont dû réévaluer leurs actifs et passifs d'impôts reportés (note 23). Les passifs réglementaires comprennent un montant de 1 453 millions \$ lié à la réforme fiscale américaine, ce qui reflète la diminution de la charge d'impôts reportés qui devrait être remboursée à la clientèle.

ii) Avantages sociaux futurs

L'actif et le passif réglementaires associés aux avantages sociaux futurs comprennent les pertes actuarielles nettes, les coûts et crédits pour les services passés et les obligations transitoires, tous non amortis et établis au moyen de calculs actuariels, associés aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux régimes d'ACR des entreprises de services publics réglementés de la Société (note 24) qui devraient être recouverts auprès des clients, ou remboursés à ceux-ci, dans les tarifs futurs. Pour les entreprises de services publics réglementés de la Société, comme les organismes de réglementation respectifs le permettent, les écarts entre les coûts des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR comptabilisés selon les PCGR des États-Unis et ceux qui devraient être recouverts auprès de la clientèle ou remboursés à cette dernière à même les tarifs futurs sont assujettis au traitement en compte de report et ont été comptabilisés comme un actif ou un passif réglementaire. Ces montants auraient autrement été comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu dans le bilan consolidé.

Au 31 décembre 2017, des actifs réglementaires d'environ 291 millions \$ associés aux avantages sociaux futurs n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (346 millions \$ au 31 décembre 2016). Au 31 décembre 2017, des passifs réglementaires d'environ 45 millions \$ associés aux avantages sociaux futurs n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (31 millions \$ au 31 décembre 2016).

iii) Coûts de gestion de l'énergie reportés

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

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

UNS Energy est tenue de mettre en œuvre des programmes économiques de gestion axée sur la demande (« GAD ») afin de se conformer aux normes en matière d'efficacité énergétique de l'ACC. Les normes en matière d'efficacité énergétique prévoient un supplément de facturation au titre de la GAD destiné à recouvrer les coûts de mise en œuvre des programmes de GAD ainsi qu'une prime de rendement annuelle. Les ordonnances tarifaires actuelles prévoient un mécanisme de recouvrement des coûts fixes irrécupérables pour recouvrer certains coûts non liés au combustible qui étaient irrécouvrables auparavant, en raison de la baisse des ventes d'électricité due aux programmes d'efficacité énergétique et à la production distribuée.

Au 31 décembre 2017, une tranche de 41 millions \$ du solde des actifs réglementaires associé aux coûts de gestion de l'énergie reportés n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire (42 millions \$ au 31 décembre 2016).

iv) Coûts de mise hors service anticipée liée à la production

UNS Energy détient une participation indivise dans Navajo Generating Station (« Navajo »), détenue conjointement, située sur un site loué auprès de la nation Navajo, dont le bail initial prendra fin en décembre 2019. En juin 2017, la nation Navajo a approuvé une prorogation du bail foncier qui permet à TEP et aux copropriétaires de Navajo de poursuivre l'exploitation jusqu'en décembre 2019 et d'entamer les activités de mise hors service par la suite. Les coûts de mise hors service liés à Navajo font actuellement l'objet d'un recouvrement qui prendra fin en 2030.

UNS Energy détient l'installation de production de Sundt (« Sundt ») et, en août 2017, TEP a présenté une demande liée à un projet de modernisation de la production à cette installation, qui augmentera la capacité de production à l'aide de moteurs alternatifs alimentés au gaz naturel. Dans le cadre de cette demande, TEP compte procéder à la mise hors service anticipée des unités 1 et 2 de Sundt d'ici la fin de 2020. Les coûts d'investissement et d'exploitation liés aux unités 1 et 2 de Sundt font actuellement l'objet d'un recouvrement qui prendra fin en 2028 et en 2030, respectivement.

En raison de la mise hors service anticipée de Navajo et des unités 1 et 2 de Sundt, la valeur comptable nette ainsi que d'autres coûts de mise hors service connexes ont été reclassés des immobilisations corporelles vers les actifs réglementaires, et la valeur comptable nette de ces actifs était de 105 millions \$ (84 millions \$ US) au 31 décembre 2017. Les coûts de mise hors service anticipée liée à la production d'UNS Energy ne sont pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire.

v) Charges locatives reportées

Les charges locatives reportées de FortisBC Electric ont trait principalement au contrat d'achat d'électricité Brilliant (le « contrat BPPA »), qui prend fin en 2056. L'amortissement de l'actif en vertu du contrat de location-acquisition et les intérêts débiteurs associés à l'obligation liée au contrat de location-acquisition ne sont pas totalement recouverts dans les tarifs courants facturés à la clientèle puisque ces tarifs ne comprennent que les paiements au comptant de loyers établis aux termes du contrat BPPA (note 15). Les charges locatives reportées devraient être recouvrées auprès de la clientèle dans les tarifs futurs sur la durée du contrat et ne sont pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire.

En 2017, sur les 31 millions \$ (31 millions \$ en 2016) d'intérêts débiteurs se rapportant aux obligations liées aux contrats de location-acquisition et les 6 millions \$ (6 millions \$ en 2016) de dotation aux amortissements liés aux actifs en vertu de contrats de location-acquisition, un montant de 27 millions \$ (27 millions \$ en 2016) a été comptabilisé dans les coûts de l'approvisionnement énergétique et un montant de 3 millions \$ (3 millions \$ en 2016) a été comptabilisé dans les charges d'exploitation, avec l'approbation de l'organisme de réglementation, et le solde de 7 millions \$ (7 millions \$ en 2016) a été reporté en tant qu'actif réglementaire.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

vi) Comptes de stabilisation tarifaire

Les montants des comptes de stabilisation tarifaire relatifs aux entreprises de services publics réglementés de la Société sont recouverts auprès de la clientèle ou remboursés à cette dernière à même les tarifs futurs, tel qu'il est approuvé par les organismes de réglementation respectifs. Les comptes de stabilisation tarifaire de l'électricité servent principalement à atténuer le choc sur les bénéfices de la variabilité du coût du combustible ou de l'électricité achetée au-delà ou en deçà d'un niveau prévu ou préétabli et, pour certaines entreprises de services publics, des mécanismes de dissociation des revenus visent à atténuer le choc sur les bénéfices de toute diminution de la consommation d'énergie amenée par la mise en œuvre de programmes d'efficacité énergétique. Les comptes de stabilisation tarifaire du gaz atténuent principalement le choc sur les bénéfices de facteurs imprévisibles et non contrôlables, notamment la volatilité des volumes causée principalement par les conditions climatiques et la volatilité des coûts du gaz naturel.

Pour ITC, les besoins en produits tirés du transport sont fixés chaque année sur la base de modèles de tarification fondée sur une formule et restent en vigueur pour une période de un an. Les modèles de tarification fondée sur une formule sont assortis d'un mécanisme d'ajustement qui consiste à comparer pour chaque exercice les besoins en produits réels et le montant des produits facturés, de manière à déterminer si les produits reçus sont supérieurs ou inférieurs aux besoins en produits réels. Les produits sont constatés en fonction des besoins en produits réels, et les produits courus et les comptes de report représentent la différence entre les besoins en produits réels et le montant des produits facturés, et sont recouverts ou remboursés à même les tarifs facturés à la clientèle sur une période de deux ans.

Au 31 décembre 2017, environ 75 millions \$ et 144 millions \$ des comptes de stabilisation tarifaire devaient être recouverts auprès de la clientèle ou remboursés à celle-ci dans l'année. Par conséquent, ces montants sont respectivement classés à titre d'actifs et de passifs réglementaires à court terme (respectivement environ 135 millions \$ et 173 millions \$ au 31 décembre 2016).

Au 31 décembre 2017, des actifs réglementaires d'environ 91 millions \$ associés aux comptes de stabilisation tarifaire n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (139 millions \$ au 31 décembre 2016). Au 31 décembre 2017, des passifs réglementaires d'environ 114 millions \$ associés aux comptes de stabilisation tarifaire n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (180 millions \$ au 31 décembre 2016).

vii) Frais d'exploitation indirects reportés

Comme l'a approuvé l'organisme de réglementation, FortisAlberta a reporté certains frais d'exploitation indirects, qui devraient être recouverts dans les tarifs futurs facturés à la clientèle sur la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des actifs incorporels connexes.

viii) Instruments dérivés

Comme l'ont approuvé leurs organismes de réglementation respectifs, les gains et les pertes provenant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés d'UNS Energy, de Central Hudson et de FortisBC Energy sont reportés à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients dans les tarifs futurs. Ces pertes latentes et ces gains latents seraient autrement comptabilisés dans les résultats. Le solde des actifs réglementaires d'UNS Energy et de Central Hudson totalisant 38 millions \$ au 31 décembre 2017 n'est pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire (6 millions \$ au 31 décembre 2016).

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

ix) Report relatif à la remise en état des centrales au gaz

Comme le permet l'organisme de réglementation, Central Hudson peut reporter, pour recouvrement futur auprès de ses clients, l'écart entre les coûts réels de l'enquête et de la remise en état des centrales au gaz et les limites tarifaires prévues (notes 13 et 16). Les coûts de la remise en état des centrales au gaz de Central Hudson ne sont pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire.

x) Incitatifs réglementaires visant la réduction des gaz à effet de serre

Le report des incitatifs réglementaires visant la réduction des gaz à effet de serre pour FortisBC Energy comprend surtout les versements de subvention pour aider les clients à acheter des véhicules alimentés au gaz naturel au lieu de véhicules alimentés au diesel dans le cadre du financement du programme incitatif conformément au règlement sur les réductions de gaz à effet de serre (énergie propre) en vertu de la loi intitulée Clean Energy Act (Colombie-Britannique). L'organisme de réglementation a autorisé le recouvrement à même les tarifs sur une période de dix ans.

xi) Autres actifs réglementaires

Les autres actifs réglementaires ont trait à l'ensemble des entreprises de services publics réglementés de la Société et sont composés de divers éléments dont la valeur individuelle est inférieure à 40 millions \$. Au 31 décembre 2017, une tranche de 306 millions \$ (296 millions \$ au 31 décembre 2016) du solde était approuvée pour recouvrement auprès de la clientèle à même les tarifs futurs, et le montant résiduel devrait également être approuvé. Au 31 décembre 2017, une tranche de 145 millions \$ du solde (217 millions \$ au 31 décembre 2016) n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.

xii) Provision pour coûts d'enlèvement d'immobilisations

Comme l'exigent les organismes de réglementation respectifs, les taux d'amortissement comprennent une charge à payer au titre des coûts d'enlèvement d'immobilisations. Les coûts réels d'enlèvement d'immobilisations sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés. Ce passif réglementaire représente les montants recouverts à même les tarifs facturés à la clientèle en excédent des coûts d'enlèvement d'immobilisations engagés.

xiii) Passif lié au remboursement au titre du RCP

Le passif lié au remboursement au titre du RCP pour ITC se rapporte à deux plaintes déposées par des propriétaires tiers en instance auprès de la FERC, demandant que la FERC déclare que le RCP de base régional du MISO pour les propriétaires de ligne de transport du MISO, dont ITC, ne revêt plus un caractère juste et raisonnable. Les plaintes couvrent deux périodes consécutives de 15 mois allant de novembre 2013 à février 2015 et de février 2015 à mai 2016 (note 2). Au 31 décembre 2017, la fourchette estimée des remboursements pour la deuxième plainte se situait entre 106 millions \$ US et 145 millions \$ US, et ITC a comptabilisé un passif estimé de 182 millions \$ (145 millions \$ US), qui a été classé dans les passifs réglementaires à court terme. Le montant estimatif total du remboursement lié à la plainte initiale se chiffrait à 158 millions \$ (118 millions \$ US), y compris les intérêts, au 31 décembre 2016, et l'essentiel du remboursement a été finalisé et payé en 2017.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

xiv) Passif lié à l'efficacité énergétique

Le passif lié à l'efficacité énergétique se rapporte principalement au programme d'efficacité énergétique de Central Hudson mis en œuvre pour financer les coûts des politiques environnementales associées aux programmes de conservation de l'énergie et aux objectifs de réduction des mégawattheures, approuvés par son organisme de réglementation, et n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.

xv) Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable

Comme l'ordonne l'organisme de réglementation dans sa norme sur l'énergie renouvelable («*NER*»), UNS Energy est tenue d'augmenter son utilisation d'énergie renouvelable chaque année jusqu'à ce qu'elle représente au moins 15 % de ses besoins énergétiques de détail annuels totaux en 2025, la production distribuée représentant 30 % de ses besoins annuels en énergie renouvelable. La société doit déposer un plan de mise en œuvre de la *NER* annuel aux fins de revue et d'approbation par l'ACC. Le coût approuvé de la mise en œuvre de ce plan est recouvré auprès des clients de détail au moyen d'un supplément de facturation au titre de la *NER*, jusqu'à ce que ce coût se reflète dans les tarifs de base non liés au combustible de TEP et d'UNS Electric. S'il y a un écart positif ou négatif entre le recouvrement de supplément de facturation au titre de la *NER* et les coûts engagés pour mettre en œuvre les plans, il est reporté à titre d'actif ou de passif réglementaire et est admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.

L'ACC utilise des crédits d'énergie renouvelable («*CER*») pour évaluer la conformité avec les exigences de la *NER*; chaque *CER* équivaut à un kilowattheure produit à partir de ressources renouvelables. Quand UNS Energy achète de l'énergie renouvelable, la prime payée par rapport aux prix du marché de l'électricité traditionnelle constitue le coût des *CER* recouvrable au moyen du supplément de facturation au titre de la *NER*. Quand des *CER* sont achetés, UNS Energy comptabilise le coût des *CER* au poste Autres actifs à long terme (note 9), et un passif réglementaire correspondant pour refléter l'obligation d'utiliser les *CER* afin de se conformer à la *NER* dans l'avenir. Quand les *CER* sont présentés à l'ACC aux fins de conformité aux exigences de la *NER*, les coûts et les produits de l'approvisionnement en énergie sont comptabilisés à un montant correspondant.

xvi) Compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz

Aux termes de l'ordonnance tarifaire de trois ans de Central Hudson rendue en juin 2015, certains des actifs et des passifs réglementaires de la société ont été identifiés et approuvés par la PSC à des fins de compensation, et un compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz à titre de passif réglementaire net a été établi et servira à modérer les tarifs futurs facturés à la clientèle. Ce compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.

xvii) Autres passifs réglementaires

Les autres passifs réglementaires ont trait à l'ensemble des entreprises de services publics réglementés de la Société et sont composés de divers éléments dont la valeur individuelle est inférieure à 40 millions \$. Au 31 décembre 2017, la Société avait l'autorisation ou bien de rembourser à la clientèle une tranche de 173 millions \$ du solde (190 millions \$ au 31 décembre 2016) ou de diminuer les tarifs futurs facturés à la clientèle, et elle devrait obtenir une autorisation pour le montant résiduel. Au 31 décembre 2017, une tranche de 26 millions \$ du solde (51 millions \$ au 31 décembre 2016) n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

9. AUTRES ACTIFS

<i>(en millions)</i>	2017	2016
Actifs du régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants	130 \$	115 \$
Placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence – Belize Electricity	73	78
Crédits d'énergie renouvelable (note 8 xv)	62	39
Actifs au titre des régimes de retraite à prestations déterminées (note 24)	31	32
Autres placements	29	21
Actifs du régime de rémunération différé	24	24
Placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence – société en commandite Wataynikaneyap	22	3
Autres ¹	109	94
	480 \$	406 \$

1. Les autres actifs sont généralement comptabilisés au coût et sont, selon le cas, recouverts ou amortis sur la période estimative des avantages futurs. Les autres actifs comprennent également la juste valeur des instruments dérivés (note 28).

ITC, UNS Energy et Central Hudson offrent des avantages complémentaires de retraite par la voie d'un régime de rémunération différé à l'intention des administrateurs et des dirigeants des sociétés et d'un régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants (« RRSD »), et les actifs détenus au soutien de ces régimes sont comptabilisés séparément des passifs connexes (note 16). La plupart des actifs des régimes sont détenus en fiducie et financés en grande partie par l'utilisation de polices d'assurance-vie détenues par une fiducie et de fonds communs de placement. Les actifs placés dans des fonds communs de placement et des fonds du marché monétaire sont comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente (note 28). Pour ITC, des titres disponibles à la vente totalisant 66 millions \$ (56 millions \$ en 2016) sont inclus dans les actifs du RRSD, et les gains et les pertes se rapportant à ces titres sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

<i>(en millions)</i>	2017		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Distribution			
Électricité	9 963 \$	(2 864) \$	7 099 \$
Gaz	4 093	(1 157)	2 936
Transport			
Électricité	12 571	(2 838)	9 733
Gaz	1 954	(596)	1 358
Production	6 079	(1 996)	4 083
Autres	3 608	(1 130)	2 478
Actifs en construction	1 717	–	1 717
Terrains	264	–	264
	40 249 \$	(10 581) \$	29 668 \$

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

<i>(en millions)</i>	2016		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Distribution			
Électricité	9 616 \$	(2 752) \$	6 864 \$
Gaz	3 956	(1 096)	2 860
Transport			
Électricité	12 616	(2 876)	9 740
Gaz	1 776	(562)	1 214
Production	6 884	(2 474)	4 410
Autres	3 497	(1 096)	2 401
Actifs en construction	1 559	—	1 559
Terrains	289	—	289
	40 193 \$	(10 856) \$	29 337 \$

Les actifs de distribution d'électricité sont ceux qui sont utilisés pour la distribution d'électricité à de basses tensions [habituellement de moins de 69 kilovolts (« kV »)]. Ces actifs comprennent les poteaux, les tours et les montages, les câbles à basse tension, les transformateurs, les conducteurs aériens et souterrains, l'éclairage des voies publiques, les compteurs, les appareils de mesurage et le matériel divers connexe. Les actifs de distribution de gaz sont ceux qui sont utilisés aux fins du transport du gaz naturel à de basses pressions [habituellement de moins de 2 070 kilopascals (« kPa »)] ou une contrainte circonférentielle à moins de 20 % de la limite d'élasticité minimale standard. Ces actifs comprennent les stations de distribution, l'équipement de télémétrie, les conduites de distribution pour canalisations principales et branchements de service, les compteurs et le matériel divers connexe.

Les actifs de transport d'électricité sont ceux qui sont utilisés pour le transport de l'électricité à des tensions plus élevées (habituellement de 69 kV et plus). Ces actifs comprennent les poteaux, les câbles, l'équipement de commutation, les transformateurs, les structures de soutien et le matériel divers connexe. Les actifs de transport de gaz sont ceux utilisés pour le transport du gaz naturel à des pressions plus élevées (habituellement de 2 070 kPa et plus) ou une contrainte circonférentielle de 20 % ou plus de la limite d'élasticité minimale standard. Ces actifs comprennent les stations de transport, l'équipement de télémétrie, les pipelines de transport et le matériel divers connexe.

Les actifs de production sont ceux utilisés pour la production d'électricité. Ces actifs comprennent les centrales hydroélectriques et thermiques, les turbines à gaz et à combustion, les centrales alimentées au charbon, les barrages, les réservoirs, les systèmes photovoltaïques et le matériel divers connexe.

Les actifs autres comprennent les bâtiments, le matériel, les véhicules, les stocks, les biens liés aux technologies de l'information et l'installation de stockage de gaz Aitken Creek (note 25).

Au 31 décembre 2017, les actifs en construction étaient principalement liés à l'expansion des installations de gaz naturel liquéfié à Tilbury de FortisBC Energy, à des projets de modernisation ou de remplacement en cours des actifs de transport existants pour ITC en vue d'améliorer la fiabilité des réseaux de transport et à des infrastructures de transport destinées à permettre l'interconnexion des centrales, ainsi qu'à des investissements bénéfiques pour la région, comme les projets à retombées multiples.

Le coût des immobilisations corporelles faisant l'objet de contrats de location-acquisition au 31 décembre 2017 s'établissait à 423 millions \$ (539 millions \$ au 31 décembre 2016), et l'amortissement cumulé connexe était de 176 millions \$ (231 millions \$ au 31 décembre 2016).

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Installations détenues conjointement

UNS Energy et ITC détiennent des participations indivises dans des centrales et des réseaux de transport détenus conjointement, ont droit à leur quote-part des immobilisations corporelles et sont proportionnellement responsables de leur quote-part des charges d'exploitation et des passifs. Au 31 décembre 2017, les participations dans les centrales détenues conjointement se composaient principalement de ce qui suit :

<i>(en millions)</i>	Participation %	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Unité 1 de San Juan	50,0	351 \$	(104) \$	247 \$
Unités 4 et 5 de Four Corners	7,0	210	(98)	112
Installation Luna Energy	33,3	69	(4)	65
Installations communes de Gila River	25,0	41	(14)	27
Installations de manutention de charbon de Springerville	83,0	253	(102)	151
Réseaux de transport	1,0-80,0	854	(302)	552
		1 778 \$	(624) \$	1 154 \$

11. ACTIFS INCORPORELS

<i>(en millions)</i>	2017		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Logiciels	784 \$	(474) \$	310 \$
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	743	(103)	640
Autres	117	(49)	68
Actifs en construction	63	—	63
	1 707 \$	(626) \$	1 081 \$

<i>(en millions)</i>	2016		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Logiciels	748 \$	(447) \$	301 \$
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	700	(108)	592
Autres	128	(56)	72
Actifs en construction	46	—	46
	1 622 \$	(611) \$	1 011 \$

Le coût des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau au 31 décembre 2017 comprenait un montant de 150 millions \$ (138 millions \$ au 31 décembre 2016) non amortissable.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

La dotation aux amortissements liée aux actifs incorporels a été de 97 millions \$ pour 2017 (79 millions \$ pour 2016). L'amortissement devrait s'établir en moyenne à environ 108 millions \$ pour chacun des cinq prochains exercices.

12. ÉCART D'ACQUISITION

<i>(en millions)</i>	2017	2016
Solde au début de l'exercice	12 364 \$	4 173 \$
Acquisition d'ITC (note 25)	(6)	8 106
Acquisition d'Aitken Creek (note 25)	—	27
Incidence de la conversion des devises	(714)	58
Solde à la fin de l'exercice	11 644 \$	12 364 \$

L'écart d'acquisition associé aux acquisitions d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities et de Fortis Turks and Caicos est libellé en dollars américains, le dollar américain étant la monnaie fonctionnelle de ces sociétés. L'écart de conversion découle de la conversion de l'écart d'acquisition libellé en dollars américains et de l'incidence de la variation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

En septembre 2017, les îles Turks et Caicos ont été frappées par l'ouragan Irma, et le réseau de transport et de distribution de Fortis Turks and Caicos a été lourdement endommagé. Si les travaux de remise en état post-ouragan se poursuivent sur les îles Turks et Caicos, les activités reprennent leur cours normal. Le test de dépréciation annuel de l'écart d'acquisition effectué le 1^{er} octobre 2017 comprenait une évaluation des répercussions de l'ouragan Irma et a permis de conclure qu'il n'y a pas eu de dépréciation de l'écart d'acquisition.

La loi sur la réforme fiscale aux États-Unis est entrée en vigueur en décembre 2017, apportant des changements majeurs à la législation fiscale américaine. Le test de dépréciation de l'écart d'acquisition a pris en compte l'incidence de la réforme fiscale américaine et confirme qu'il n'y avait pas de dépréciation de l'écart d'acquisition.

Aucun autre événement ou circonstance en 2017 n'a obligé la Société à effectuer un test de dépréciation de l'écart d'acquisition.

13. CRÉDITEURS ET AUTRES PASSIFS À COURT TERME

<i>(en millions)</i>	2017	2016
Comptes fournisseurs	696 \$	554 \$
Intérêts à payer	223	218
Dépôts de clients et autres dépôts	204	287
Dividendes à verser	185	166
Rémunération et avantages sociaux à payer	184	178
Impôts à payer autres que les impôts sur les bénéfices	178	168
Coûts du gaz et du combustible à payer	146	175
Juste valeur des instruments dérivés (note 28)	71	28
Remise en état des centrales au gaz (notes 8 ix) et 16)	35	21
Passifs au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR (note 24)	22	26
Autres	109	149
	2 053 \$	1 970 \$

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

14. DETTE À LONG TERME

<i>(en millions)</i>	Date d'échéance	2017	2016
Entreprises de services publics réglementés			
<i>ITC</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,67 % (4,81 % en 2016)	2018-2055	2 063 \$	1 994 \$
Billets de premier rang garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,19 % (4,19 % en 2016)	2040-2046	596	638
Billets de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,98 % (4,80 % en 2016)	2020-2043	3 618	3 160
Billet d'actionnaire non garanti en dollars américains – taux fixe de 6,00 % (6,00 % en 2016)	2028	250	267
Convention d'emprunts à terme non garantis en dollars américains – taux variable moyen pondéré de 2,03 %	2019	63	—
<i>UNS Energy</i>			
Obligations non garanties exonérées d'impôts en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,04 % (3,87 % en 2016)	2020-2040	773	827
Billets non garantis à taux fixe en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,26 % (4,26 % en 2016)	2021-2045	1 411	1 511
<i>Central Hudson</i>			
Billets non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,28 % (4,25 % en 2016)	2018-2057	770	768
<i>FortisBC Energy</i>			
Déventures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,13 % (5,24 % en 2016)	2026-2047	2 395	2 220
<i>FortisAlberta</i>			
Déventures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,70 % (4,82 % en 2016)	2024-2052	2 035	1 834
<i>FortisBC Electric</i>			
Déventures garanties – taux fixe de 8,80 % (8,80 % en 2016)	2023	25	25
Déventures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,05 % (5,22 % en 2016)	2021-2050	710	635
<i>Est du Canada</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement – taux fixe moyen pondéré de 6,14 % (6,48 % en 2016)	2020-2057	585	516
Obligations hypothécaires de premier rang garanties – taux fixe moyen pondéré de 6,19 % (6,19 % en 2016)	2018-2061	195	195
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 6,11 % (6,11 % en 2016)	2018-2041	104	104
<i>Caribbean Electric</i>			
Billets et obligations de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,80 % (4,92 % en 2016)	2018-2048	525	499
Siège social			
Billets et billets à ordre de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,41 % (3,43 % en 2016)	2019-2044	4 046	4 353
Déventures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 6,50 % (6,50 % en 2016)	2039	200	200
Billets de premier rang non garantis – taux fixe de 2,85 % (2,85 % en 2016)	2023	500	500
Emprunts sur les facilités de crédit classés à long terme		671	973
Total de la dette à long terme (note 28)		21 535	21 219
Moins : frais financiers reportés et escomptes sur la dette		(139)	(151)
Moins : tranche à court terme de la dette à long terme		(705)	(251)
		20 691 \$	20 817 \$

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Certains instruments d'emprunt à long terme des entreprises de services publics réglementés de la Société sont garantis. Lorsqu'une garantie est fournie, il s'agit habituellement d'une charge de premier rang fixe ou variable sur les actifs précis de la société qui prend en charge la dette à long terme.

Clauses restrictives

Certains titres d'emprunt à long terme de la Société comportent des clauses qui restreignent l'émission de titres d'emprunt supplémentaires de façon à ce que la dette consolidée ne puisse excéder 70 % de la structure du capital consolidée de la Société, comme défini dans les contrats d'emprunt à long terme. En outre, un des titres d'emprunt à long terme de la Société est assorti d'une clause qui prévoit que Fortis s'abstiendra de déclarer ou de verser un dividende (sauf les dividendes-actions ou les dividendes cumulatifs privilégiés sur les actions privilégiées non émises en tant que dividendes-actions) ou de faire d'autres distributions sur ses actions ou encore de racheter ses actions ou de rembourser d'avance une dette subordonnée si, immédiatement par la suite, ses obligations financées consolidées excédaient 75 % du total de sa structure du capital consolidée.

Entreprises de services publics réglementés

La majorité des instruments d'emprunt à long terme des entreprises de services publics réglementés de la Société sont rachetables au gré des entreprises de services publics respectives en tout temps à la valeur nominale ou à un prix précis, selon la plus élevée des valeurs, comme il est défini dans les conventions de dette à long terme respectives, plus les intérêts courus et impayés sur le capital.

En mars 2017, ITC a conclu des conventions d'emprunts à terme non garantis de 1 an et de 2 ans à des taux d'intérêt variables correspondant au TIOL à un mois majoré respectivement de 0,90 % et de 0,65 %. Les emprunts en vertu des conventions d'emprunts à terme s'élevaient respectivement à 200 millions \$ US et à 50 millions \$ US, soit les montants maximaux disponibles en vertu des ententes. Le produit net de ces emprunts a servi au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit et aux fins générales de la société. L'emprunt à terme de 200 millions \$ US a été remboursé par la suite au moyen des titres d'emprunt à long terme émis en novembre 2017. En avril 2017, ITC a émis des obligations hypothécaires de premier rang garanties de 30 ans de 200 millions \$ US à 4,16 %. Le produit net de l'émission a servi au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit et aux fins générales de la société. En novembre 2017, ITC a émis des billets non garantis de 5 ans de 500 millions \$ US à 2,70 %, et des billets non garantis de 10 ans de 500 millions \$ US à 3,35 %. Le produit net des émissions a servi au remboursement de la dette à long terme, incluant les emprunts en vertu de l'emprunt à terme mentionné ci-dessus, au remboursement d'emprunts à court terme et aux fins générales de la société.

En mars et en mai 2017, Caribbean Utilities a émis des billets non garantis de 60 millions \$ US en deux tranches, soit des billets non garantis de 15 ans de 40 millions \$ US à 3,90 % et des billets non garantis de 30 ans de 20 millions \$ US à 4,64 %. Le produit net des émissions a servi au financement de dépenses en immobilisations et au remboursement d'emprunts à court terme.

En juin 2017, Newfoundland Power a émis des obligations hypothécaires de premier rang à fonds d'amortissement de 40 ans de 75 millions \$ à 3,815 %. Le produit net de l'émission a servi au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit et aux fins générales de la société.

En août 2017, Central Hudson a émis des billets non garantis de 30 ans de 30 millions \$ US à 4,05 % et des billets non garantis de 40 ans de 30 millions \$ US à 4,20 %. Le produit net des émissions a servi au remboursement de la dette à long terme et aux fins générales de la société.

En septembre 2017, FortisAlberta a émis des débentures non garanties de 30 ans de 200 millions \$ à 3,67 %. Le produit net de l'émission a servi au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit, au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

En octobre 2017, FortisBC Energy a émis des débetures non garanties de 30 ans de 175 millions \$ à 3,69 %. Le produit net de l'émission a servi au remboursement des emprunts à court terme et au financement des dépenses en immobilisations.

En décembre 2017, FortisBC Electric a émis des débetures non garanties de 32 ans de 75 millions \$ à 3,62 %. Le produit net de l'émission a servi au remboursement des emprunts à court terme.

Siège social

Les débetures non garanties et les billets de premier rang non garantis sont rachetables au gré de Fortis à un prix calculé comme la valeur la plus élevée entre la valeur nominale et un prix précis, tel qu'il est défini dans les conventions de dette à long terme respectives, plus les intérêts courus et impayés sur le capital.

Facilités de crédit

Au 31 décembre 2017, la Société et ses filiales disposaient de facilités de crédit consolidées d'environ 5,0 milliards \$, dont un montant d'environ 3,9 milliards \$ était inutilisé, y compris une tranche inutilisée de 1,1 milliard \$ de la facilité de crédit renouvelable confirmée de la Société. Les facilités de crédit sont pour la plupart conclues auprès de grandes banques canadiennes et américaines, aucune banque ne détenant plus de 20 % de ces facilités. Une tranche d'environ 4,7 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2019 et 2022.

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

<i>(en millions)</i>	Entreprises de services publics réglementés	Siège social et autres	2017	2016
Total des facilités de crédit ¹	3 567 \$	1 385 \$	4 952 \$	5 976 \$
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme ^{1, 2}	(209)	—	(209)	(1 155)
Dette à long terme (y compris la tranche à court terme) ³	(465)	(206)	(671)	(973)
Lettres de crédit en cours	(73)	(56)	(129)	(119)
Facilités de crédit inutilisées	2 820 \$	1 123 \$	3 943 \$	3 729 \$

1. Au 31 décembre 2017, il n'y avait aucun papier commercial en circulation (195 millions \$ au 31 décembre 2016). Le papier commercial en circulation ne réduit pas la capacité disponible conformément aux facilités de crédit consolidées de la Société.
2. Le taux d'intérêt moyen pondéré des emprunts à court terme était d'environ 1,8 % au 31 décembre 2017 (1,7 % au 31 décembre 2016).
3. Au 31 décembre 2017, les emprunts sur les facilités de crédit classés dans la dette à long terme dans le bilan consolidé incluaient une tranche à court terme de la dette à long terme de 312 millions \$ (61 millions \$ au 31 décembre 2016). Le taux d'intérêt moyen pondéré des emprunts sur la facilité de crédit classés dans la dette à long terme était d'environ 2,5 % au 31 décembre 2017 (1,8 % au 31 décembre 2016).

Aux 31 décembre 2017 et 2016, certains emprunts sur les facilités de crédit confirmées à long terme de la Société et de ses filiales étaient classés dans la dette à long terme. La direction se propose de les refinancer au moyen d'un financement permanent à long terme au cours des périodes à venir.

Entreprises de services publics réglementés

ITC a un total de 900 millions \$ US en facilités de crédit renouvelables confirmées non garanties venant à échéance en octobre 2022. ITC dispose d'un programme continu de papier commercial d'un montant total de 400 millions \$ US, aux termes duquel ITC n'avait aucun montant en cours au 31 décembre 2017.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

UNS Energy a un total de 500 millions \$ US en facilités de crédit renouvelables confirmées non garanties venant à échéance en octobre 2022.

Central Hudson a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie combinée de 250 millions \$ US dont une tranche de 50 millions \$ US vient à échéance en juillet 2020 et le reste en octobre 2020. Central Hudson a également une facilité de crédit non confirmée totalisant 40 millions \$ US.

FortisBC Energy a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 700 millions \$, qui vient à échéance en août 2022.

FortisAlberta a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 250 millions \$ venant à échéance en août 2022.

FortisBC Electric a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$, venant à échéance en mai 2022, et une facilité de découvert à vue non garantie de 10 millions \$.

Newfoundland Power a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 100 millions \$ venant à échéance en août 2022 et une facilité de crédit à vue de 20 millions \$. Maritime Electric a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 50 millions \$, venant à échéance en février 2019, et une facilité de crédit à vue non garantie de 5 millions \$. FortisOntario a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 40 millions \$ venant à échéance en juin 2020.

Caribbean Utilities a des facilités de crédit non garanties de 50 millions \$ US. Fortis Turks and Caicos a des facilités de crédit à vue non garanties à court terme de 22 millions \$ US, et un prêt de soutien d'urgence de 25 millions \$ US, tous deux venant à échéance en juin 2018.

Siège social et autres

Fortis a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 1,3 milliard \$ venant à échéance en juillet 2022. La Société a l'option d'augmenter la facilité d'un montant d'au plus 0,5 milliard \$ et, au 31 décembre 2017, cette option n'avait pas été exercée. En mars 2017, la Société a remboursé, au moyen du produit de l'émission d'actions ordinaires, une facilité de crédit-relais à terme de premier rang non garantie et non renouvelable de 500 millions \$ utilisée pour financer une partie du prix d'achat au comptant de l'acquisition d'ITC. Fortis a émis environ 12,2 millions d'actions ordinaires, dans le cadre d'un placement privé à un investisseur institutionnel, ce qui représente une contrepartie en actions de 500 millions \$ à un prix de 41,00 \$ l'action.

FHI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 50 millions \$ venant à échéance en avril 2020.

Remboursement de la dette à long terme

Le calendrier de remboursement du capital des emprunts et obligations de la Société s'établit comme suit pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite, de manière consolidée :

Exercice	Entreprises de services publics réglementés (en millions)	Siège social et autres (en millions)	Total (en millions)
2018	499 \$	206 \$	705 \$
2019	169	113	282
2020	516	157	673
2021	435	784	1 219
2022	1 060	—	1 060
Par la suite	13 904	3 692	17 596
	<u>16 583 \$</u>	<u>4 952 \$</u>	<u>21 535 \$</u>

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

15. OBLIGATIONS LIÉES AUX CONTRATS DE LOCATION-ACQUISITION ET OBLIGATIONS FINANCIÈRES

Obligations liées aux contrats de location-acquisition

UNS Energy

TEP est partie à trois contrats de location des installations communes de Springerville : i) un contrat de location avec un prix d'achat fixe de 38 millions \$ US et une durée initiale se terminant en décembre 2017, et ii) deux contrats de location avec un prix d'achat fixe de 68 millions \$ US et une durée initiale se terminant en janvier 2021. En décembre 2017, TEP a acheté une participation indivise de 17,8 % dans les installations communes de Springerville pour 49 millions \$, ce qui porte sa participation totale dans les actifs à 67,8 %. À l'achat de la participation visée par un contrat de location, la tranche à court terme des obligations liées aux contrats de location inscrite au bilan consolidé a été réduite de 46 millions \$. Aux termes des deux autres contrats de location, TEP a le choix de renouveler les contrats pour des périodes de deux ans ou plus ou d'exercer les options d'achat en vertu de ces contrats. De plus, TEP a conclu des ententes avec des tiers faisant en sorte que si les contrats de location des installations communes de Springerville ne sont pas renouvelés, TEP exercera les options d'achat en vertu de ces contrats. Les tiers seront obligés soit d'acquérir une quote-part de ces installations, soit de continuer à effectuer des paiements à TEP pour poursuivre l'utilisation des installations.

TEP a conclu un swap de taux d'intérêt qui couvre une partie du risque de taux d'intérêt variable associé à l'obligation liée aux contrats de location des installations communes de Springerville. Au 31 décembre 2017, l'intérêt sur l'obligation liée aux contrats de location est payable au TIOL à six mois majoré de 1,88 % (1,88 % au 31 décembre 2016). Le swap a pour effet de fixer le taux d'intérêt sur une partie du solde du capital amortissable de 23 millions \$ (31 millions \$ au 31 décembre 2016). Le swap de taux d'intérêt vient à échéance en 2020 et est comptabilisé comme une couverture de flux de trésorerie (note 28).

L'obligation au titre du contrat de location-acquisition des installations communes de Springerville porte intérêt au taux de 5,08 %. Pour 2017, 4 millions \$ (4 millions \$ pour 2016) d'intérêts débiteurs et 8 millions \$ (7 millions \$ pour 2016) de dotation aux amortissements ont été comptabilisés relativement aux obligations liées aux contrats de location-acquisition de Springerville.

FortisBC Electric

FortisBC Electric a une obligation liée à un contrat de location-acquisition relativement à l'exploitation de la centrale hydroélectrique Brilliant (la « centrale Brilliant »), située en Colombie-Britannique. FortisBC Electric voit à l'exploitation et à la maintenance de la centrale Brilliant en vertu du contrat BPPA qui vient à échéance en 2056, en échange de frais de gestion. En contrepartie de l'achat ferme de quantités précises d'électricité, le contrat BPPA exige des versements semestriels fondés sur un rendement du capital comprenant les charges en capital initiales de la centrale et les charges en capital d'amélioration périodiques, toutes ces charges étant assujetties à des indexations annuelles fixes, ainsi que les charges en capital de maintien et les charges d'exploitation. Le BPPA prévoit un ajustement au prix du marché en 2026. Environ 94 % de la production de la centrale Brilliant est achetée par FortisBC Electric en vertu du contrat BPPA. L'obligation au titre du contrat de location-acquisition BPPA porte intérêt à un taux mixte de 5,00 %. Pour 2017, un montant de 27 millions \$ (27 millions \$ pour 2016) a été inclus dans les coûts de l'approvisionnement énergétique et comptabilisé conformément au contrat BPPA, comme l'a approuvé la BCUC.

FortisBC Electric a également une obligation liée à un contrat de location-acquisition relativement à l'exploitation du poste de transformation Brilliant (« PTB ») en vertu d'une entente qui expirera en 2056. L'entente prévoit que FortisBC Electric paiera une charge liée au recouvrement du coût en capital du PTB et des charges d'exploitation connexes. L'obligation porte intérêt à un taux mixte de 9,00 %. Pour 2017, un montant de 3 millions \$ (3 millions \$ pour 2016) a été inclus dans les charges d'exploitation et comptabilisé conformément à l'entente relative au PTB, comme l'a approuvé la BCUC.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Obligations financières

Entre 2000 et 2005, FortisBC Energy a conclu des ententes selon lesquelles certains actifs de distribution de gaz naturel ont été loués à certaines municipalités qui les sous-louent à FortisBC Energy. Les actifs de distribution de gaz naturel sont considérés comme du matériel faisant partie intégrante des actifs immobiliers et, par conséquent, les opérations ont été comptabilisées à titre d'opérations de financement. Le produit tiré de ces opérations a été constaté à titre d'obligations financières dans le bilan consolidé. Les paiements de loyer, déduction faite de la partie représentant les intérêts débiteurs, réduisent les obligations financières.

Les obligations en vertu des opérations de type Lease-in Lease-out décrites ci-dessus portent intérêt à des taux implicites variant entre 6,86 % et 8,46 % et sont remboursées sur une période initiale de 35 ans. Chacune de ces ententes de type Lease-in Lease-out permet à FortisBC Energy, à son gré, de mettre fin au contrat de location avant terme, après 17 ans. Si la société exerce cette option, FortisBC Energy versera à la municipalité un paiement de résiliation anticipé qui est égal à la valeur comptable de l'obligation à ce moment-là. Un des paiements de résiliation anticipée pourrait être exigible en 2018; toutefois, la décision de mettre fin au contrat avant terme n'a pas encore été prise par FortisBC Energy. Ce paiement de résiliation anticipée a été inclus dans les obligations contractuelles échéant à moins de un an et a été comptabilisé dans les passifs à court terme au 31 décembre 2017.

Règlement des obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières

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

Exercice	Obligations liées aux contrats de location- acquisition <i>(en millions)</i>	Obligations financières <i>(en millions)</i>	Total <i>(en millions)</i>
2018	58 \$	32 \$	90 \$
2019	59	15	74
2020	68	5	73
2021	46	32	78
2022	46	3	49
Par la suite	1 950	—	1 950
	2 227 \$	87 \$	2 314 \$
Moins : montants représentant les intérêts implicites et les frais accessoires sur les obligations liées aux contrats de location-acquisition et les obligations financières			(1 853)
Total des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières			461
Moins : tranche à court terme			(47)
			414 \$

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

16. AUTRES PASSIFS

<i>(en millions)</i>	2017	2016
Passifs au titre des régimes de retraite à prestations déterminées (note 24)	393 \$	410 \$
Passifs au titre des régimes d'ACR (note 24)	381	411
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	71	58
Dépôts de clients et autres dépôts	67	69
Billet de la société Waneta (notes 28, 29 et 30)	63	59
Coûts liés à la remise en état de mines et à un régime de soins de santé de retraités	40	40
Passifs liés aux UAD, aux UAR et aux DVATI (note 21)	39	24
Juste valeur des instruments dérivés (note 28)	37	10
Remise en état des centrales au gaz (notes 8 <i>ix</i>) et 13)	34	77
Passifs du régime de rémunération différé (note 9)	28	27
Autres	57	94
	1 210 \$	1 279 \$

Le billet de la société Waneta ne porte pas intérêt et a une valeur nominale de 72 millions \$. Au 31 décembre 2017, sa valeur actualisée nette était de 63 millions \$ (59 millions \$ au 31 décembre 2016). Le billet est payable le 1^{er} avril 2020, au cinquième anniversaire de la date de mise en activité commerciale de l'Expansion Waneta.

TEP paie continuellement des coûts de remise en état finale relatifs aux trois mines de charbon qui approvisionnent les centrales dans lesquelles la Société détient une participation, mais qu'elle n'exploite pas. La quote-part de TEP des coûts de remise en état devrait s'élever à 61 millions \$ US (61 millions \$ US au 31 décembre 2016) à l'expiration des contrats d'approvisionnement en charbon, entre 2019 et 2031. Le passif au titre de la remise en état de mines s'élevait à 43 millions \$ (34 millions \$ US) au 31 décembre 2017 [35 millions \$ (25 millions \$ US) au 31 décembre 2016], ce qui représente la valeur actualisée de l'obligation future estimative. TEP est autorisée à recouvrer ces coûts auprès de ses clients et, par conséquent, ces coûts sont reportés et inclus dans les autres actifs réglementaires.

Le Department of Environmental Conservation de l'État de New York a avisé Central Hudson que certains sites d'usines de gaz dont la société et ses prédécesseurs ont à un moment donné été propriétaires ou exploitants, ou les deux, font l'objet d'une enquête et que la société devra remettre ces sites en état, le cas échéant. Central Hudson comptabilise les coûts de remise en état d'après des montants qui peuvent être raisonnablement estimés. Au 31 décembre 2017, une obligation de 69 millions \$ (55 millions \$ US) a été comptabilisée, dont une tranche à court terme de 35 millions \$ (28 millions \$ US) a été incluse dans les créditeurs et autres passifs à court terme. Central Hudson a avisé ses assureurs et prévoit leur demander le remboursement des coûts de remise en état en vertu des polices couvrant pareils coûts. De plus, comme le permet la PSC, Central Hudson peut actuellement reporter, pour recouvrement futur auprès des clients, les écarts entre les coûts réels de l'enquête et de la remise en état des sites d'usines de gaz et les limites tarifaires prévues (note 8 *ix*).

Les autres passifs comprennent principalement les charges à payer à long terme, les produits de location reportés, les fonds reçus en prévision de dépenses et les économies d'impôts non comptabilisées.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

17. BÉNÉFICE PAR ACTION ORDINAIRE

La Société calcule le bénéfice par action ordinaire (« BPA ») en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Le BPA dilué est calculé selon la méthode du rachat d'actions pour les options et selon la méthode de la conversion hypothétique pour les titres convertibles.

	2017			2016		
	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions de \$)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	RPA	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions de \$)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	RPA
BPA de base	963 \$	415,5	2,32 \$	585 \$	308,9	1,89 \$
Incidence des titres potentiellement dilutifs :						
Options sur actions	—	0,7		—	0,7	
Actions privilégiées	—	—		7	3,8	
BPA dilué	963 \$	416,2	2,31 \$	592 \$	313,4	1,89 \$

18. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Autorisé

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

Émises et en circulation

Actions privilégiées de premier rang	2017		2016	
	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)
Série F	5 000	122 \$	5 000	122 \$
Série G	9 200	225	9 200	225
Série H	7 025	172	7 025	172
Série I	2 975	73	2 975	73
Série J	8 000	196	8 000	196
Série K	10 000	244	10 000	244
Série M	24 000	591	24 000	591
	66 200	1 623 \$	66 200	1 623 \$

En septembre 2016, la Société a racheté la totalité des actions privilégiées de premier rang de série E à 4,9 % émises et en circulation d'un montant de 200 millions \$, à un prix de rachat de 25,3063 \$ par action, soit l'équivalent de 25,00 \$ plus les dividendes accumulés et impayés par action. Au moment du rachat, des frais d'émission après impôts d'environ 3 millions \$ relatifs aux actions privilégiées de premier rang de série E ont été comptabilisés dans le résultat net attribuable aux actionnaires privilégiés.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Les caractéristiques des actions privilégiées de premier rang se présentent comme suit :

Actions privilégiées de premier rang^{1, 2}	Rendement initial (%)	Dividende annuel (\$)	Rendement de l'action rétabli (%)	Date d'option de rachat ou de conversion (date la plus proche)	Valeur de rachat (\$)	Droit de convertir à raison de une pour une
Taux fixe perpétuel						
Série F	4,90	1,2250	—	1 ^{er} décembre 2011	25,00	—
Série J ³	4,75	1,1875	—	1 ^{er} décembre 2017	26,00	—
Taux fixe rétabli^{4, 5}						
Série G	5,25	0,9708	2,13	1 ^{er} septembre 2013	25,00	—
Série H	4,25	0,6250	1,45	1 ^{er} juin 2015	25,00	Série I
Série K	4,00	1,0000	2,05	1 ^{er} mars 2019	25,00	Série L
Série M	4,10	1,0250	2,48	1 ^{er} décembre 2019	25,00	Série N
Taux variable rétabli^{5, 6}						
Série I ³	2,10	—	1,45	1 ^{er} juin 2015	25,50	Série H
Série L	—	—	2,05	1 ^{er} mars 2024	—	Série K
Série N	—	—	2,48	1 ^{er} décembre 2024	—	Série M

1. Les porteurs ont droit à des dividendes trimestriels en trésorerie cumulatifs fixes ou variables au moment et de la manière indiqués par le conseil d'administration de la Société, payables en versements trimestriels égaux le premier jour de chaque trimestre.
2. À compter de dates de rachat précisées, la Société peut choisir de racheter, au comptant, les actions privilégiées de premier rang en circulation, en totalité ou en partie, à la valeur de rachat par action précisée, majorée de tous les dividendes courus et impayés jusqu'aux dates de rachat fixées exclusivement, et les actions privilégiées de premier rang dont le taux est rétabli à chaque cinquième anniversaire de ces dates par la suite.
3. Les actions privilégiées de premier rang de série J peuvent être rachetées en contrepartie d'une somme de 26,00 \$ par action jusqu'au 1^{er} décembre 2018, et ce prix de rachat diminuera de 0,25 \$ chaque année jusqu'au 1^{er} décembre 2021 après quoi il sera fixé à 25,00 \$ par action. Les actions privilégiées de premier rang, série I peuvent être rachetées en contrepartie d'une somme de 25,50 \$ par action jusqu'au 1^{er} juin 2020, exclusivement, et d'une somme de 25,00 \$ par action le 1^{er} juin 2020 et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite.
4. À la date d'option de rachat ou de conversion, et tous les cinq ans par la suite, le taux rétabli du dividende par action annuel sera calculé en multipliant les 25,00 \$ l'action par le taux du dividende fixe annuel, soit la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans à la date de rétablissement applicable, majoré du taux de rendement de l'action rétabli applicable.
5. À chaque date d'option de conversion, les porteurs auront le droit, sous réserve de certaines conditions, de convertir une partie ou la totalité de leurs actions en un nombre égal d'actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif d'une série précisée.
6. Le taux de dividende trimestriel variable sera rétabli tous les trimestres selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois alors en vigueur, majoré du taux de rendement de l'action rétabli applicable.

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.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

19. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les autres éléments du résultat étendu découlent des éléments non comptabilisés dans l'état des résultats consolidé. La variation du cumul des autres éléments du résultat étendu par catégorie s'établit comme suit.

<i>(en millions)</i>	2017		
	Solde d'ouverture 1^{er} janvier	Variation nette	Solde de clôture 31 décembre
Gains nets de change latents (pertes nettes de change latentes) :			
Gains de change latents (pertes de change latentes) sur les investissements nets dans des établissements à l'étranger	1 227 \$	(980) \$	247 \$
(Pertes) gains sur couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	(472)	300	(172)
Économie (charge) d'impôts sur les bénéfices	1	(2)	(1)
	756	(682)	74
Couvertures de flux de trésorerie : (note 28)			
Variation nette de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	8	(2)	6
Reclassement des couvertures de flux de trésorerie vers les frais financiers	—	4	4
Charge d'impôts sur les bénéfices	(3)	—	(3)
	5	2	7
(Pertes latentes) gains latents au titre des avantages sociaux futurs : (note 24)			
Pertes actuarielles nettes non amorties	(19)	(3)	(22)
Coûts liés aux services passés non amortis	(3)	(1)	(4)
Économie d'impôts sur les bénéfices	6	—	6
	(16)	(4)	(20)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	745 \$	(684) \$	61 \$

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

<i>(en millions)</i>	2016		
	Solde d'ouverture 1 ^{er} janvier	Variation nette	Solde de clôture 31 décembre
Gains nets de change latents (pertes nettes de change latentes) :			
Gains de change latents (pertes de change latentes) sur les investissements nets dans des établissements à l'étranger	1 281 \$	(54) \$	1 227 \$
(Pertes) gains sur couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	(476)	4	(472)
Économie d'impôts sur les bénéfices	1	—	1
	806	(50)	756
Placement disponible à la vente :			
Gain réalisé à la vente du placement disponible à la vente	(2)	2	—
Couvertures de flux de trésorerie : (note 28)			
Variation nette de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	3	5	8
Charge d'impôts sur les bénéfices	(1)	(2)	(3)
	2	3	5
(Pertes latentes) gains latents au titre des avantages sociaux futurs : (note 24)			
(Pertes actuarielles nettes non amorties) gains actuariels nets non amortis	(20)	1	(19)
Coûts liés aux services passés non amortis	(1)	(2)	(3)
Économie d'impôts sur les bénéfices	6	—	6
	(15)	(1)	(16)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	791 \$	(46) \$	745 \$

20. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

<i>(en millions)</i>	2017	2016
ITC	1 290 \$	1 385 \$
Société Waneta	322	330
Caribbean Utilities	118	122
Autres	16	16
	1 746 \$	1 853 \$

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

21. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

Options sur actions

La Société est autorisée à attribuer à certains cadres et employés clés de Fortis et de ses filiales des options sur actions ordinaires de la Société. Au 31 décembre 2017, la Société offrait les régimes d'options sur actions suivants : le régime de 2012 et le régime de 2006. Le régime de 2012 a été approuvé le 4 mai 2012 à l'assemblée générale annuelle, et il remplacera plus tard le régime de 2006. Le régime de 2006 cessera d'exister lorsque toutes les options en circulation auront été exercées ou seront arrivées à expiration au plus tard en 2018. L'ancien régime de 2002 est venu à expiration en février 2016. La Société a cessé d'attribuer des options en vertu du régime de 2006 et toutes les nouvelles options attribuées après 2011 proviennent du régime de 2012.

Les options attribuées en vertu du régime de 2006 peuvent être exercées sur une période n'excédant pas sept ans à partir de la date d'attribution. Elles viennent à expiration au plus tard trois ans après la cessation d'emploi, le décès ou le départ à la retraite du titulaire d'options, et les droits sont acquis en tranches égales à chaque anniversaire de la date d'attribution, sur une période de quatre ans.

Les options attribuées en vertu du régime de 2012 peuvent être exercées sur une période n'excédant pas dix ans à partir de la date d'attribution. Elles viennent à expiration au plus tard trois ans après la cessation d'emploi, le décès ou le départ à la retraite du titulaire d'options, et les droits sont acquis en tranches égales à chaque anniversaire de la date d'attribution, sur une période de quatre ans.

Les options suivantes ont été attribuées en 2017 et 2016. La juste valeur comptable des options attribuées a été estimée à la date d'attribution selon le modèle de Black et Scholes et d'après les hypothèses suivantes :

	2017	2016
Options attribuées (en nombre)	774 924	788 188
Prix d'exercice (en dollars) ¹	42,36	37,30
Juste valeur à la date d'attribution (en dollars)	3,22	2,41
Hypothèses :		
Rendement de l'action (%) ²	3,8	3,9
Volatilité prévue (%) ³	16,1	16,4
Taux d'intérêt sans risque (%) ⁴	1,2	0,7
Durée de vie moyenne pondérée prévue (en années) ⁵	5,6	5,5

1. Cours moyen pondéré en fonction des volumes des cinq jours précédant immédiatement la date d'attribution.
2. Selon le rendement de l'action annuel moyen jusqu'à la date d'attribution et la durée de vie moyenne pondérée prévue des options.
3. Selon les données historiques sur une période correspondant à la durée de vie moyenne pondérée prévue des options.
4. Rendement des obligations du gouvernement du Canada de référence en vigueur au moment de l'attribution, qui couvre la durée de vie moyenne pondérée prévue des options.
5. Selon les données historiques.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

La Société comptabilise une charge de rémunération à l'émission des options sur actions. Selon la méthode de la juste valeur, chaque attribution est traitée séparément, et sa juste valeur est amortie par imputation à la charge de rémunération sur la période d'acquisition des droits rattachés aux options attribuées, qui est de quatre ans.

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les options sur actions pour 2017.

	Total des options		Options dont les droits n'ont pas été acquis ¹	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'options	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution
Options en circulation au 1 ^{er} janvier 2017	4 160 192	34,45 \$	1 815 018	2,78 \$
Attribuées	774 924	42,36 \$	774 924	3,22 \$
Exercées	(1 217 029)	32,73 \$	s.o.	s.o.
Acquises	s.o.	s.o.	(761 830)	3,03 \$
Annulées/éteintes	(15 793)	40,27 \$	(15 793)	2,88 \$
Options en circulation au 31 décembre 2017	3 702 294	36,65 \$	1 812 319	2,86 \$
Options dont les droits sont acquis au 31 décembre 2017 ²	1 889 975	34,25 \$		

1. Au 31 décembre 2017, une charge de rémunération non comptabilisée totalisant 5 millions \$ était liée aux options sur actions dont les droits n'étaient pas encore acquis, laquelle devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'environ trois ans.
2. Au 31 décembre 2017, la durée résiduelle moyenne pondérée des options dont les droits étaient acquis était de six ans et ces options avaient une valeur intrinsèque totale de 22 millions \$.

Le tableau ci-dessous présente d'autres renseignements sur les options sur actions pour 2017 et 2016.

<i>(en millions)</i>	2017	2016
Charge liée aux options sur actions comptabilisée	3 \$	2 \$
Options sur actions exercées :		
Trésorerie encaissée au titre du prix d'exercice	40	28
Valeur intrinsèque réalisée par les employés	15	15
Juste valeur des options dont les droits ont été acquis	2	3

Régime d'UAD des administrateurs

En vertu du régime d'UAD des administrateurs, les administrateurs qui ne sont pas des dirigeants de la Société sont admissibles à l'attribution d'UAD représentant la composante en actions de la rémunération annuelle des administrateurs. En outre, les administrateurs peuvent choisir de recevoir leurs honoraires trimestriels sous forme de crédit porté à un compte fictif d'UAD au lieu d'un paiement en trésorerie. La Société peut aussi juger, de temps à autre, que des circonstances spéciales justifient raisonnablement l'attribution d'UAD à un administrateur à titre de rémunération en plus des honoraires annuels ou réguliers auxquels l'administrateur a droit.

Chaque UAD correspond à une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur d'une action ordinaire de la Société et donne droit au cumul de dividendes sur actions ordinaires fictifs équivalant à ceux déclarés par le conseil d'administration de la Société. Les droits des UAD sont pleinement acquis à la date d'attribution.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Nombre d'UAD	2017	2016
UAD en circulation au début de l'exercice	199 411	167 762
Attribuées	31 453	30 165
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	7 294	6 994
UAD réglées	(53 363)	(5 510)
UAD en circulation à la fin de l'exercice	184 795	199 411

Pour 2017, une charge de 3 millions \$ (2 millions \$ en 2016) a été comptabilisée en résultat relativement au régime d'UAD.

En 2017, 53 363 UAD ont été payées à des administrateurs à la retraite à un prix moyen pondéré de 45,37 \$ par UAD, soit un total d'environ 2 millions \$.

Au 31 décembre 2017, le passif lié aux UAD en circulation était comptabilisé au cours moyen pondéré en fonction des volumes des cinq derniers jours de Bourse de 2017 de l'action ordinaire de la Société, qui était de 46,01 \$, soit un total de 9 millions \$ (8 millions \$ au 31 décembre 2016), et il est compris dans les autres passifs à long terme (note 16).

Régimes d'UAR

Les régimes d'UAR de la Société sont une composante de la rémunération à long terme attribuée aux membres de la haute direction de la Société et de ses filiales, à l'exception d'ITC où des UAR ont été attribuées à tous les employés suivant l'usage établi par le passé. Au 31 décembre 2017, la Société offrait le régime d'UAR de 2015. En outre, certaines filiales de la Société ont adopté des régimes d'unités d'actions similaires conçus sur le modèle du régime de la Société. L'ancien régime d'UAR de 2013 est venu à expiration en 2017 lorsque toutes les UAR en circulation ont été réglées. Chaque UAR correspond à une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur d'une action ordinaire de la Société et donne droit au cumul de dividendes sur actions ordinaires fictifs équivalant à ceux déclarés par le conseil d'administration de la Société.

Les UAR sont assujetties à une période d'acquisition des droits et de rendement de trois ans, à l'expiration de laquelle un paiement en trésorerie peut alors être versé, comme établi par le comité des ressources humaines du conseil d'administration. La valeur des attributions est établie en multipliant le nombre d'unités en circulation à la fin de la période de rendement par le cours moyen pondéré en fonction des volumes de l'action ordinaire de la Société pour les cinq jours de Bourse précédant l'expiration des droits aux UAR et par un pourcentage du versement s'établissant dans une fourchette de 0 % à 200 %.

Le pourcentage du versement pour les UAR se fonde sur le rendement de la Société sur une période de trois ans, établi principalement selon : i) le rendement total pour les actionnaires de la Société par rapport à celui d'un groupe prédéfini de sociétés comparables; et ii) le résultat cumulé par action ordinaire de la Société ou, pour certaines filiales, le bénéfice net cumulé de la filiale comparé à la cible établie au moment de l'attribution. Au 31 décembre 2017, les pourcentages du paiement moyen pondéré estimatif pour le régime d'UAR de 2015 s'établissaient dans une fourchette de 82 % à 113 %.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les UAR pour 2017 et 2016.

Nombre d'UAR	2017	2016
UAR en circulation au début de l'exercice	931 951	694 386
Attribuées	711 749	351 737
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	44 893	34 439
UAR réglées	(239 509)	(148 168)
UAR annulées/éteintes	(16 910)	(443)
Transférées au régime de DVATI	(81 214)	—
UAR en circulation à la fin de l'exercice	1 350 960	931 951

En 2017, 239 509 UAR ont été payées au prix de 41,46 \$ par UAR, soit un montant total d'environ 11 millions \$. Le paiement a eu lieu relativement aux UAR attribuées en 2014 en vertu de l'ancien régime d'UAR de 2013. Le pourcentage du paiement de 113 % au titre des UAR est fondé sur le rendement de la Société et des filiales sur la période de trois ans, établi par leur comité des ressources humaines respectif.

Pour 2017, des charges d'environ 26 millions \$ (16 millions \$ en 2016) ont été comptabilisées en résultat relativement aux régimes d'UAR, et une charge de rémunération totalisant 17 millions \$ liée à des UAR dont les droits n'étaient pas encore acquis n'a pas été comptabilisée, laquelle devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'environ deux ans.

Au 31 décembre 2017, la valeur intrinsèque totale des UAR en circulation s'établissait à 58 millions \$ et leur durée contractuelle moyenne pondérée était d'environ un an. Le passif lié aux UAR en circulation était comptabilisé au cours moyen pondéré en fonction des volumes des cinq derniers jours de Bourse de 2017 de l'action ordinaire de la Société, qui était de 46,01 \$, soit un total de 41 millions \$ (30 millions \$ au 31 décembre 2016), et il est compris dans les créditeurs et autres passifs à court terme et les autres passifs à long terme (notes 13 et 16).

Régimes de DVATI

Le régime de DVATI de 2015 de la Société est une composante de la rémunération à long terme attribuée aux membres de la haute direction de la Société et de ses filiales, à l'exception d'ITC où les DVATI ont été attribués à tous les employés suivant l'usage établi par le passé. Chaque DVATI correspond à une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur d'une action ordinaire de la Société et est assujettie à une période d'acquisition des droits de trois ans, à l'expiration de laquelle un paiement en trésorerie peut être versé. Chaque DVATI donne droit au cumul de dividendes sur actions ordinaires fictifs équivalant à ceux déclarés par le conseil d'administration de la Société.

Nombre de DVATI	2017	2016
DVATI en circulation au début de l'exercice	123 612	58 740
Attribués	349 496	70 393
Attribués – dividendes fictifs réinvestis	15 407	4 709
DVATI réglés	(74 876)	(10 201)
DVATI annulés/éteints	(12 090)	(29)
Transférés du régime d'UAR	81 214	—
DVATI en circulation à la fin de l'exercice	482 763	123 612

En 2017, 74 876 DVATI ont été payés au prix moyen pondéré de 43,42 \$ par DVATI, soit un montant total d'environ 3 millions \$. Les DVATI ont été payés lors du départ à la retraite ou du décès de membres de la haute direction, conformément à leurs régimes de DVATI respectifs.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Pour 2017, des charges d'environ 8 millions \$ (2 millions \$ en 2016) ont été comptabilisées en résultat relativement aux régimes de DVATI et une charge de rémunération totalisant environ 11 millions \$ liée à des DVATI dont les droits n'étaient pas encore acquis n'a pas été comptabilisée, laquelle devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'environ deux ans.

Au 31 décembre 2017, la valeur intrinsèque totale des DVATI en circulation s'établissait à 22 millions \$ et leur durée contractuelle moyenne pondérée était d'environ deux ans. Le passif lié aux DVATI en circulation était comptabilisé au cours moyen pondéré en fonction des volumes des cinq derniers jours de Bourse de 2017 de l'action ordinaire de la Société, qui était de 46,01 \$, soit un total de 11 millions \$ (3 millions \$ au 31 décembre 2016), et il est compris dans les créditeurs et autres passifs à court terme et les autres passifs à long terme (notes 13 et 16).

22. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

<i>(en millions)</i>	2017	2016
Composante capitaux propres de la PFUPC	74 \$	37 \$
Gain de change net ¹	26	—
Intérêts créditeurs	14	7
Quote-part du résultat – Belize Electricity	4	7
Autres	9	2
	127 \$	53 \$

1. Le gain net de change comprend un gain de change latent non récurrent de 21 millions \$ sur un prêt d'une société affiliée libellé en dollars américains.

23. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Réforme fiscale américaine

Le 22 décembre 2017, la Tax Cuts and Jobs Act a été promulguée par le président des États-Unis d'Amérique. Des changements majeurs à la législation fiscale sont ainsi entrés en vigueur, notamment une réduction du taux d'imposition des sociétés fédéral des États-Unis, qui passera de 35 % à 21 % à compter du 1^{er} janvier 2018. Les entreprises de services publics et les sociétés de portefeuille américaines de la Société ont dû réévaluer leurs actifs et leurs passifs d'impôts reportés selon le nouveau taux d'imposition des sociétés à la date d'entrée en vigueur. Cette réévaluation non récurrente a entraîné une diminution nette des passifs d'impôts reportés de 1,3 milliard \$, la comptabilisation d'un passif réglementaire de 1,5 milliard \$ reflétant la réduction des impôts reportés devant être remboursés aux clients ainsi que la comptabilisation, dans la charge d'impôts reportés, d'un montant de 168 millions \$ lié à l'incidence défavorable de la réforme sur le bénéfice (146 millions \$, déduction faite des participations ne donnant pas le contrôle).

Fortis évalue toujours l'exemption relative à la déduction immédiate pour ses entreprises de services publics réglementés aux États-Unis, et s'attend à ce que des précisions soient apportées à cet égard. Les entreprises de services publics réglementés de la Société aux États-Unis ont comptabilisé une provision estimative au titre de la déduction immédiate pour les immobilisations corporelles en service entre le 27 septembre 2017 et le 31 décembre 2017, laquelle influe sur l'actif d'impôts reportés au titre du report en avant de pertes fiscales et sur le passif d'impôts reportés au titre des immobilisations corporelles.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Impôts reportés

Les impôts reportés sont comptabilisés à l'égard des écarts temporaires. Le tableau suivant présente les composantes importantes des actifs et des passifs d'impôts reportés.

<i>(en millions)</i>	2017	2016
Actifs d'impôts reportés, montant brut		
Reports en avant de pertes fiscales et de crédits d'impôt	571 \$	675 \$
Passifs réglementaires	596	292
Avantages sociaux futurs	143	155
Ajustement de la juste valeur de la dette à long terme	43	88
Pertes de change latentes sur la dette à long terme	28	56
Autres	8	57
	1 389	1 323
Provision pour moins-value des actifs d'impôts reportés	(44)	(56)
Actifs d'impôts reportés, montant net	1 345 \$	1 267 \$
Passifs d'impôts reportés, montant brut		
Immobilisations corporelles	(3 353) \$	(4 213) \$
Actifs réglementaires	(203)	(242)
Actifs incorporels	(87)	(75)
	(3 643)	(4 530)
Passif d'impôts reportés, montant net	(2 298) \$	(3 263) \$

L'actif d'impôts reportés lié aux pertes de change latentes sur la dette à long terme ainsi qu'aux reports en avant de pertes fiscales et de crédits d'impôt reflétait des pertes en capital réalisées et latentes de 44 millions \$ au 31 décembre 2017 (56 millions \$ au 31 décembre 2016). L'actif d'impôts reportés ne peut servir que si la Société dispose de gains en capital pouvant réduire les pertes au moment de leur réalisation. La direction est d'avis qu'il est plus probable qu'improbable que Fortis ne puisse pas générer de gains en capital dans l'avenir et, par conséquent, la Société a constaté une provision pour moins-value de 44 millions \$ en réduction de l'actif d'impôts reportés au 31 décembre 2017 (56 millions \$ au 31 décembre 2016). En se fondant sur les tendances historiques des bénéfices imposables de Fortis, la direction croit que Fortis générera suffisamment de bénéfices dans l'avenir pour réaliser tous les autres actifs d'impôts reportés.

Économies d'impôts non comptabilisées

Le tableau ci-dessous présente la variation des économies d'impôts non comptabilisées pour 2017 et 2016.

<i>(en millions)</i>	2017	2016
Total des économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	23 \$	13 \$
Ajouts liés à l'exercice considéré	13	10
Ajustements liés aux exercices précédents et à la réforme fiscale américaine	(8)	—
Total des économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	28 \$	23 \$

Certaines économies d'impôts non comptabilisées, si elles étaient comptabilisées, réduiraient la charge d'impôts de 2 millions \$ en 2017. Fortis n'a pas comptabilisé de charge d'intérêts en 2017 et en 2016 relativement à des avantages fiscaux non comptabilisés.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

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

<i>(en millions)</i>	2017	2016
Au Canada		
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	461 \$	357 \$
Impôts exigibles	41	66
Impôts reportés	16	(23)
Total au Canada	57 \$	43 \$
À l'étranger		
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 252 \$	501 \$
Impôts exigibles	3	(19)
Impôts reportés	528	121
Total à l'étranger	531 \$	102 \$
Charge d'impôts sur les bénéfices	588 \$	145 \$

Les impôts sur les bénéfices diffèrent du montant qui aurait été calculé en appliquant le taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi au bénéfice avant impôts sur les bénéfices. Le tableau qui suit présente un rapprochement des impôts consolidés selon les taux prévus par la loi et des impôts consolidés selon les taux effectifs.

<i>(en millions, sauf indication contraire)</i>	2017	2016
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 713 \$	858 \$
Taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi	28,0 %	28,0 %
Taux d'imposition fédéral et provincial attendu prévu par la loi	480 \$	240 \$
Augmentation (diminution) découlant des éléments suivants :		
Entrée en vigueur de la réforme fiscale américaine	168	—
Différentiels de taux prévus par la loi à l'étranger et autres	31	(28)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction	(26)	(14)
Effets de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés :		
Écart entre l'amortissement déclaré aux fins fiscales et celui présenté aux fins comptables	(26)	(25)
Éléments capitalisés aux fins comptables, mais passés en charges aux fins fiscales	(21)	(26)
Reprise de la provision pour moins-value et de la partie non imposable des gains sur les cessions	(17)	—
Autres	(1)	(2)
Charge d'impôts sur les bénéfices	588 \$	145 \$
Taux d'imposition effectif	34,3 %	16,9 %

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Au 31 décembre 2017, la Société avait les comptes de reports d'impôts ci-dessous :

<i>(en millions)</i>	Échéance	2017
Au Canada		
Pertes en capital	s.o.	70 \$
Pertes autres qu'en capital	2025-2037	326
Autres crédits d'impôt	2026-2037	2
		398
Montants non comptabilisés dans les états financiers consolidés		(65)
		333 \$
À l'étranger		
Pertes en capital	2018	1 \$
Pertes d'exploitation nettes – fédéral et États	2022-2037	1 850
Autres crédits d'impôt	2021-2037	126
		1 977
Montants non comptabilisés dans les états financiers consolidés		(1)
		1 976 \$
Total des reports d'impôts		2 309 \$

Au 31 décembre 2017, les reports d'impôts comptabilisés dans les états financiers consolidés de la Société totalisaient environ 2 309 millions \$ (1 235 millions \$ au 31 décembre 2016).

La Société et une ou plusieurs de ses filiales sont imposées au Canada, aux États-Unis et dans d'autres territoires. Les principaux territoires où la Société est assujettie à un contrôle fiscal potentiel comprennent les États-Unis (palier fédéral, Arizona, Kansas, Iowa, Michigan, Minnesota et New York) et le Canada (palier fédéral et Colombie-Britannique). Les années d'imposition de 2012 à 2017 de la Société peuvent toujours faire l'objet d'un contrôle fiscal dans les territoires canadiens, et les années d'imposition de 2013 à 2017, dans les territoires des États-Unis.

24. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La Société et ses filiales maintiennent chacune un régime ou une combinaison de régimes de retraite à prestations déterminées, de régimes d'ACR et de régimes de retraite à cotisations déterminées. Pour ce qui est des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR, l'obligation au titre des prestations et la juste valeur des actifs des régimes sont évaluées aux fins comptables en date du 31 décembre de chaque année.

Les régimes de retraite doivent faire l'objet d'évaluations actuarielles pour établir les obligations de capitalisation des régimes de retraite au moins tous les trois ans pour les filiales de Fortis au Canada et dans les Caraïbes. Les plus récentes évaluations actuarielles sont en date du 31 décembre 2014 pour Newfoundland Power, FortisOntario et la Société, du 31 décembre 2015 pour FortisAlberta et FortisBC Energy (régime des employés non syndiqués) et du 31 décembre 2016 pour FortisBC Electric, ForticBC Energy (régimes des employés syndiqués) et Caribbean Utilities.

ITC, UNS Energy et Central Hudson réalisent des évaluations actuarielles annuelles, étant donné que leurs obligations de capitalisation se fondent sur le maintien de pourcentages de capitalisation cibles annuels. ITC, UNS Energy et Central Hudson ont toutes respecté les exigences minimales de capitalisation.

La politique de placement de la Société vise à assurer que les actifs des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR, de même que les cotisations prévues, sont investis de façon prudente et économique afin de satisfaire du mieux possible aux obligations des régimes envers les membres. L'objectif de placement des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR est de

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

maximiser le rendement afin d'optimiser la situation de capitalisation des régimes et de réduire au minimum les coûts à long terme pour la Société, comme évalués à la fois d'après les cotisations en trésorerie et d'après les charges au titre des régimes à prestations déterminées et des régimes d'ACR pour les besoins des états financiers consolidés.

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées consolidés et des régimes d'ACR de la Société était la suivante.

Actifs des régimes aux 31 décembre (%)	Répartition cible en 2017	2017	2016
Titres de participation	48	47	50
Titres à revenu fixe	45	46	45
Titres immobiliers	6	6	4
Trésorerie et autres	1	1	1
	100	100	100

Les évaluations à la juste valeur des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR selon la hiérarchie des justes valeurs, tel qu'il est défini à la note 28, se présentaient comme suit :

Juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2017

<i>(en millions)</i>	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Titres de participation	522 \$	949 \$	— \$	1 471 \$
Titres à revenu fixe	133	1 289	—	1 422
Titres immobiliers	—	13	168	181
Titres de sociétés fermées	—	—	22	22
Trésorerie et autres	8	14	—	22
	663 \$	2 265 \$	190 \$	3 118 \$

Juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2016

<i>(en millions)</i>	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Titres de participation	507 \$	942 \$	— \$	1 449 \$
Titres à revenu fixe	124	1 180	—	1 304
Titres immobiliers	—	13	103	116
Titres de sociétés fermées	—	—	10	10
Trésorerie et autres	6	13	—	19
	637 \$	2 148 \$	113 \$	2 898 \$

Le tableau suivant présente un rapprochement des variations de la juste valeur des actifs des régimes qui ont été évaluées à l'aide des intrants du niveau 3 pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016.

<i>(en millions)</i>	2017	2016
Solde au début de l'exercice	113 \$	107 \$
Rendement réel des actifs des régimes détenus à la fin de l'exercice	12	8
Incidence de la conversion des devises	(2)	(1)
Achats, ventes et règlements	67	(1)
Solde à la fin de l'exercice	190 \$	113 \$

Le tableau suivant présente la composition des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR de la Société et des filiales ainsi que leur situation de capitalisation.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

<i>(en millions)</i>	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2017	2016	2017	2016
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Solde au début de l'exercice	3 037 \$	2 828 \$	676 \$	574 \$
Passifs pris en charge par suite d'une acquisition	—	167	—	111
Coûts des services	76	66	27	18
Cotisations des employés	16	17	2	2
Intérêts débiteurs	115	112	25	23
Prestations versées	(133)	(119)	(22)	(23)
Pertes actuarielles (gains actuariels)	217	45	(14)	(1)
Crédits liés aux services passés/ modifications des régimes	—	(10)	(3)	—
Incidence de la conversion des devises	(113)	(69)	(26)	(28)
Solde à la fin de l'exercice ²	3 215 \$	3 037 \$	665 \$	676 \$
Variation de la valeur des actifs des régimes				
Solde au début de l'exercice	2 646 \$	2 466 \$	252 \$	181 \$
Actifs pris en charge par suite d'une acquisition	—	85	—	65
Rendement réel des actifs des régimes	336	187	37	13
Prestations versées	(127)	(119)	(22)	(23)
Cotisations des employés	16	17	2	2
Cotisations de l'employeur	69	47	26	18
Incidence de la conversion des devises	(99)	(37)	(18)	(4)
Solde à la fin de l'exercice	2 841 \$	2 646 \$	277 \$	252 \$
Situation de capitalisation	(374) \$	(391) \$	(388) \$	(424) \$

1. Les montants reflètent l'obligation au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite à prestations déterminées et l'obligation au titre des prestations accumulées pour les régimes d'ACR.
2. L'obligation au titre des prestations accumulées pour les régimes de retraite à prestations déterminées, qui ne tient compte d'aucune hypothèse relative aux salaires futurs, s'établissait à 2 940 millions \$ au 31 décembre 2017 (2 741 millions \$ au 31 décembre 2016).

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le tableau ci-dessous présente les actifs et les passifs au titre des avantages sociaux futurs et leur classement dans le bilan consolidé.

<i>(en millions)</i>	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2017	2016	2017	2016
Actif				
Actifs au titre des régimes de retraite à prestations déterminées :				
À long terme (note 9)	31 \$	32 \$	— \$	— \$
Actifs au titre des régimes d'ACR :				
À long terme (note 9)	—	—	3	—
Passif				
Passifs au titre des régimes de retraite à prestations déterminées :				
À court terme (note 13)	12	13	—	—
À long terme (note 16)	393	410	—	—
Passifs au titre des régimes d'ACR :				
À court terme (note 13)	—	—	10	13
À long terme (note 16)	—	—	381	411
Passif net	374 \$	391 \$	388 \$	424 \$

Le coût net au titre des prestations pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'ACR de la Société se présentait comme suit :

<i>(en millions)</i>	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2017	2016	2017	2016
Composantes du coût net au titre des prestations				
Coûts des services	76 \$	66 \$	27 \$	18 \$
Intérêts débiteurs	115	112	25	23
Rendement prévu des actifs des régimes	(151)	(145)	(14)	(12)
Amortissement des pertes actuarielles	45	48	2	2
Amortissement des crédits liés aux services passés/modifications des régimes	—	1	(12)	(10)
Ajustements réglementaires	2	6	4	9
Coût net au titre des prestations	87 \$	88 \$	32 \$	30 \$

Le tableau ci-dessous présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu et des actifs et passifs réglementaires, qui auraient autrement été constatées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, qui n'ont pas été constatées en tant que composantes du coût net au titre des prestations.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

<i>(en millions)</i>	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2017	2016	2017	2016
Pertes actuarielles nettes non amorties	22 \$	19 \$	— \$	— \$
Coûts liés aux services passés non amortis	1	1	3	2
Économie d'impôts sur les bénéfices	(5)	(5)	(1)	(1)
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 19)	18 \$	15 \$	2 \$	1 \$
Pertes actuarielles nettes	443 \$	479 \$	17 \$	53 \$
Crédits liés aux services passés	(11)	(11)	(23)	(31)
Montants reportés en raison de mesures prises par les organismes de réglementation	10	12	27	32
	442 \$	480 \$	21 \$	54 \$
Actifs réglementaires (note 8 ii)	442 \$	480 \$	68 \$	96 \$
Passifs réglementaires (note 8 ii)	—	—	(47)	(42)
Actifs réglementaires, montant net	442 \$	480 \$	21 \$	54 \$

Le tableau ci-dessous présente les composantes comptabilisées dans le résultat étendu ou à titre d'actifs réglementaires, qui auraient autrement été comptabilisées dans le résultat étendu.

<i>(en millions)</i>	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2017	2016	2017	2016
Pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets) de l'exercice considéré	5 \$	4 \$	(1) \$	(2) \$
Coûts des services passés/modifications des régimes	—	—	2	—
Amortissement des pertes actuarielles	(1)	—	—	—
Incidence de la conversion des devises	(1)	—	—	—
Économie d'impôts sur les bénéfices	—	(1)	—	—
Total comptabilisé dans le résultat étendu	3 \$	3 \$	1 \$	(2) \$
Actifs pris en charge par suite d'une acquisition	— \$	23 \$	— \$	3 \$
Pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets) de l'exercice considéré	24	(1)	(35)	—
Crédits liés aux services passés/modifications des régimes	—	(10)	(5)	—
Amortissement des pertes actuarielles	(44)	(47)	(1)	(4)
Amortissement des (coûts) crédits liés aux services passés	—	(1)	12	13
Incidence de la conversion des devises	(17)	(9)	2	1
Ajustements réglementaires	(1)	(11)	(6)	(6)
Total comptabilisé au titre des actifs réglementaires	(38) \$	(56) \$	(33) \$	7 \$

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Des pertes actuarielles nettes de 1 million \$ devraient être amorties en les sortant du cumul des autres éléments du résultat étendu pour les inclure dans le coût net au titre des prestations en 2018 à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées.

Des pertes actuarielles nettes de 46 millions \$, des crédits liés aux services passés de 1 million \$ et des ajustements réglementaires de 1 million \$ devraient être amortis en les sortant des actifs réglementaires pour les inclure dans le coût net au titre des prestations en 2018 à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées. Des crédits liés aux services passés de 8 millions \$ et des ajustements réglementaires de 4 millions \$ devraient être amortis en les sortant des actifs réglementaires pour les inclure dans le coût net au titre des prestations en 2018 à l'égard des régimes d'ACR.

Principales hypothèses moyennes pondérées (%)	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2017	2016	2017	2016
Taux d'actualisation au cours de l'exercice ¹	3,98	4,08	3,96	4,14
Taux d'actualisation aux 31 décembre	3,58	4,00	3,59	4,00
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes ²	5,97	6,25	5,81	6,25
Taux de croissance de la rémunération	3,34	3,36	—	—
Croissance tendancielle du coût des soins de santé aux 31 décembre ³	—	—	4,71	4,70

1. ITC et UNS utilisent la méthode du taux d'actualisation fractionné pour établir le coût des services rendus et le coût financier. Toutes les autres filiales utilisent l'approche du taux d'actualisation unique.
2. Élaboré par la direction avec l'aide d'actuaire externes à partir des hypothèses les plus probables du rendement, de la volatilité et des corrélations prévues pour chaque catégorie d'actifs. Les hypothèses les plus probables reposent sur le rendement historique, les attentes futures et le rééquilibrage périodique des portefeuilles entre les diverses catégories d'actifs.
3. Le taux tendanciel du coût des soins de santé moyen pondéré projeté pour 2018 est de 6,38 % pour les régimes d'ACR et devrait diminuer au cours des 11 prochaines années pour s'établir à 4,71 % d'ici 2028 et demeurer à ce niveau par la suite.

Pour 2017, l'incidence d'une modification de 1 % du taux tendanciel du coût des soins de santé était comme suit :

(en millions)	Augmentation de 1 % du taux	Diminution de 1 % du taux
Augmentation (diminution) de l'obligation au titre des prestations accumulées	96 \$	(74) \$
Augmentation (diminution) du coût des services rendus et des intérêts	26	(19)

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le tableau ci-après présente le montant des prestations qui devraient être versées au cours des dix prochaines années.

<i>Exercice</i>	Paiements au titre des régimes de retraite à prestations déterminées <i>(en millions)</i>	Paiements au titre des régimes d'ACR <i>(en millions)</i>
2018	134 \$	23 \$
2019	137	24
2020	142	25
2021	148	27
2022	156	29
2023-2027	860	160

Au cours de 2018, la Société prévoit verser des cotisations de 66 millions \$ aux régimes de retraite à prestations déterminées et de 36 millions \$ aux régimes d'ACR.

En 2017, la Société a passé en charges 38 millions \$ (31 millions \$ en 2016) aux fins des régimes de retraite à cotisations déterminées.

25. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

2017

Résiliation de l'accord visant l'acquisition d'une participation dans le barrage Waneta

En mai 2017, Fortis a conclu un accord avec Teck Resources Limited (« Teck ») visant l'acquisition d'une participation à hauteur de deux tiers dans le barrage Waneta et les actifs de transport connexes situés en Colombie-Britannique. En août 2017, BC Hydro a exercé son droit de préemption afin d'acquérir la participation à hauteur de deux tiers de Teck dans le barrage Waneta, et l'accord d'acquisition entre Fortis et Teck a été résilié, ce qui a donné lieu au versement d'une indemnité de rupture de 28 millions \$ à Fortis, laquelle a été comptabilisée dans les charges d'exploitation.

2016

ITC

Le 14 octobre 2016, Fortis et GIC ont fait l'acquisition de la totalité des actions ordinaires en circulation d'ITC, pour un prix d'acquisition global d'environ 15,7 milliards \$ (11,8 milliards \$ US) à la clôture, y compris la dette consolidée d'ITC d'environ 6,3 milliards \$ (4,8 milliards \$ US). ITC est dorénavant une filiale de Fortis, et une société affiliée de GIC détient une participation minoritaire de 19,9 % dans ITC.

Selon les modalités de la transaction, les actionnaires d'ITC ont reçu 22,57 \$ US en trésorerie et 0,7520 action ordinaire de Fortis contre chaque action d'ITC, ce qui représente une contrepartie totale d'environ 9,4 milliards \$ (7,0 milliards \$ US). La contrepartie nette en trésorerie a totalisé environ 4,7 milliards \$ (3,5 milliards \$ US) et a été financée au moyen : i) du produit net de l'émission de billets non garantis d'un capital de 2,0 milliards \$ US (2,6 milliards \$) en octobre 2016; ii) du produit net de la prise d'une participation minoritaire de GIC d'un montant de 1,228 milliard \$ US (1,6 milliard \$), qui comprend un billet d'actionnaire de 199 millions \$ US (263 millions \$); et iii) de prélèvements d'environ 404 millions \$ US (535 millions \$) aux termes de la facilité de crédit-relais à terme de premier rang non garantie et non renouvelable de la Société. Le 14 octobre 2016, environ 114,4 millions d'actions ordinaires de Fortis ont été émises aux actionnaires d'ITC, ce qui représente une contrepartie en actions d'environ 4,7 milliards \$ (3,5 milliards \$ US), montant fondé sur le cours de clôture de 40,96 \$ l'action ordinaire de Fortis et le taux de change de clôture de 1,00 \$ US = 1,32 \$ CA en date du 13 octobre 2016.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le tableau qui suit résume la répartition finale de la contrepartie entre les actifs et les passifs acquis au 14 octobre 2016 selon leur juste valeur, en utilisant un taux de change de 1,00 \$ US = 1,32 \$ CA.

<i>(en millions)</i>	Total
Contrepartie en actions	4 684 \$
Contrepartie en trésorerie	4 658
Contrepartie totale	9 342 \$
Contrepartie de 80,1 % des actions ordinaires d'ITC	7 721 \$
Participation de 19,9 % d'un actionnaire minoritaire et billet d'actionnaire	1 621
	9 342 \$
Juste valeur attribuée aux actifs nets :	
Actifs à court terme	319 \$
Actifs réglementaires à long terme	319
Immobilisations corporelles	8 345
Actifs incorporels	399
Autres actifs à long terme	71
Passifs à court terme	(625)
Emprunts à court terme pris en charge	(311)
Dette à long terme prise en charge (y compris la tranche à court terme)	(6 006)
Passifs réglementaires à long terme	(327)
Impôts reportés	(910)
Autres passifs à long terme	(166)
	1 108
Trésorerie et équivalents de trésorerie	134
Juste valeur des actifs nets acquis	1 242
Écart d'acquisition (note 12)	8 100 \$

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats financiers de l'entreprise acquise ont été consolidés dans les états financiers de Fortis à compter du 14 octobre 2016.

Les charges liées aux acquisitions ont totalisé environ 118 millions \$ (90 millions \$ après impôts) en 2016. Les charges liées à l'acquisition comprennent : i) des frais liés à la convention de placement, des honoraires juridiques, des honoraires de services-conseils et autres frais totalisant environ 79 millions \$ (62 millions \$ après impôts) en 2016, compris dans les charges d'exploitation et ii) des charges associées aux facilités de crédit aux fins d'acquisition et aux swaps de taux d'intérêt conditionnels à la réalisation de la transaction de la Société d'environ 39 millions \$ (28 millions \$ après impôts) en 2016, comprises dans les frais financiers. À partir de la date d'acquisition, ITC a également comptabilisé des charges après impôts de 27 millions \$ en 2016 liées à l'acquisition accélérée des droits au titre des attributions de rémunération à base d'actions de la Société découlant de l'acquisition, dont la quote-part de la Société s'est chiffrée à 22 millions \$.

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Données pro forma

L'information financière pro forma non auditée ci-dessous tient compte de l'acquisition d'ITC comme si l'opération avait eu lieu au début de 2016. Les données pro forma ne sont présentées qu'à titre informatif et ne sont pas nécessairement représentatives des résultats qui auraient été obtenus si l'acquisition avait eu lieu au début de 2016 ni ne sont nécessairement représentatives des résultats qui pourraient être attendus au cours des périodes futures.

<i>(en millions)</i>	2016
Produits pro forma	7 995 \$
Bénéfice net pro forma attribuable aux actionnaires ordinaires ¹	919

1. Le bénéfice net pro forma attribuable aux actionnaires ordinaires exclut toutes les charges liées à l'acquisition après impôts engagées par ITC et la Société. Un ajustement pro forma a été apporté au bénéfice net pour l'exercice présenté afin de refléter les frais financiers après impôts de la Société associés à l'acquisition.

Aitken Creek

Le 1^{er} avril 2016, Fortis a fait l'acquisition d'Aitken Creek Gas Storage ULC auprès de Chevron Canada Properties Ltd. pour environ 349 millions \$, plus le coût des stocks de gaz fonctionnels. Le prix d'acquisition net au comptant a été financé initialement au moyen d'emprunts libellés en dollars américains sur la facilité de crédit renouvelable confirmée de la Société. En décembre 2015, la Société a versé un dépôt de 38 millions \$ compris dans la contrepartie d'achat dans le cadre de la transaction.

La répartition de la contrepartie entre les actifs et les passifs acquis au 1^{er} avril 2016, selon leurs justes valeurs, a entraîné la comptabilisation d'environ 27 millions \$ en écart d'acquisition, associé à des passifs d'impôts reportés. L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats financiers de l'entreprise acquise ont été consolidés dans les états financiers de Fortis à compter du 1^{er} avril 2016. La répartition du prix d'achat a été finalisée au cours du premier trimestre de 2017.

26. CESSIONS

Walden

En février 2016, FortisBC Electric a vendu les actifs non réglementés de la centrale hydroélectrique Walden pour un produit brut d'environ 9 millions \$, et a par la suite comptabilisé un gain tiré de la vente de moins de 1 million \$, après impôts et coûts de transaction.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

27. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

<i>(en millions)</i>	2017	2016
Sommes versées :		
Intérêts	927 \$	644 \$
Impôts sur les bénéfices	69	62
Variation du fonds de roulement :		
Débiteurs et autres actifs à court terme	(74) \$	43 \$
Charges payées d'avance	(3)	(4)
Stocks	(6)	17
Actifs réglementaires – tranche à court terme	39	(58)
Créditeurs et autres passifs à court terme	119	25
Passifs réglementaires – tranche à court terme	(172)	(1)
	(97) \$	22 \$
Activités d'investissement et de financement sans effet sur la trésorerie :		
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	253	162
Actions ordinaires émises à l'acquisition d'une entreprise (note 25)	—	4 684
Acquisitions d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels comprises dans les passifs à court terme et à long terme	307	296
Engagement d'achat de participations dans des contrats de location-acquisition	—	48
Transfert d'un dépôt à l'acquisition d'une entreprise (note 25)	—	38
Apports sous forme d'aide à la construction	35	9
Exercice d'options sur actions contre des actions ordinaires	5	4

28. ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR ET INSTRUMENTS FINANCIERS

La juste valeur correspond au prix auquel un intervenant sur le marché pourrait vendre un actif ou transférer un passif à une partie non liée. Une évaluation à la juste valeur est nécessaire pour tenir compte des hypothèses qu'utiliseraient les intervenants sur le marché pour établir le prix d'un actif ou d'un passif d'après les meilleures informations disponibles. Ces hypothèses comprennent les risques inhérents à une technique d'évaluation en particulier, comme un modèle d'établissement des prix, et les risques inhérents aux données du modèle. Il existe une hiérarchie des justes valeurs qui établit la priorité entre les données utilisées pour évaluer la juste valeur.

Les trois niveaux de la hiérarchie des justes valeurs se définissent comme suit :

- Niveau 1 : La juste valeur est établie à l'aide des cours non ajustés sur des marchés actifs.
- Niveau 2 : La juste valeur est établie à l'aide de données observables.
- Niveau 3 : La juste valeur est établie à l'aide de données inobservables seulement lorsque des données observables pertinentes ne sont pas disponibles.

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Les justes valeurs des instruments financiers de la Société, y compris les instruments financiers dérivés, reflètent des estimations à un moment précis fondées sur de l'information courante et pertinente concernant le marché pour ces instruments à la date du bilan. Les estimations ne peuvent être établies avec précision du fait qu'elles comportent des incertitudes et des questions de jugement et, par conséquent, elles pourraient s'avérer inefficaces pour prédire le bénéfice consolidé futur ou les flux de trésorerie consolidés futurs de la Société. L'évolution de la conjoncture ou des changements dans les techniques d'évaluation basées sur des modèles peuvent nécessiter le transfert d'instruments financiers d'un niveau de la hiérarchie des justes valeurs à un autre. Il y a eu des transferts entre les niveaux 2 et 3 en 2017.

Les tableaux suivants présentent, selon les niveaux de la hiérarchie des justes valeurs, les actifs et les passifs de la Société comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente. Ces actifs et ces passifs sont classés entièrement en fonction du niveau le plus faible des données qui est important pour l'évaluation à la juste valeur.

Au 31 décembre 2017

(en millions)

	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actif				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{1, 2}	— \$	19 \$	2 \$	21 \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ¹	—	26	4	30
Contrats de change ³	3	—	—	3
Autres placements ⁴	78	—	—	78
Total de l'actif	81 \$	45 \$	6 \$	132 \$
Passif				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{2, 5}	(1) \$	(103) \$	(2) \$	(106) \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ⁵	—	—	(1)	(1)
Swaps de taux d'intérêt et swaps sur rendement total ³	—	(1)	—	(1)
Total du passif	(1) \$	(104) \$	(3) \$	(108) \$

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Au 31 décembre 2016

(en millions)

	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actif				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{1, 2}	1 \$	13 \$	5 \$	19 \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ¹	—	1	2	3
Swaps de taux d'intérêt ³	—	11	—	11
Autres placements ⁴	69	—	—	69
Total de l'actif	70 \$	25 \$	7 \$	102 \$
Passif				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{2, 5}	— \$	(21) \$	(5) \$	(26) \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ⁵	—	(9)	—	(9)
Swaps de taux d'intérêt et swaps sur rendement total ³	—	(3)	—	(3)
Total du passif	— \$	(33) \$	(5) \$	(38) \$

1. La juste valeur des contrats d'énergie de la Société est comptabilisée dans les débiteurs et autres actifs à court terme et les autres actifs à long terme.
2. Les gains latents ou pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats sont reportés comme un actif ou passif réglementaire en vue de leur recouvrement auprès des clients ou de leur remboursement aux clients à même les tarifs tel qu'il est autorisé par les organismes de réglementation, sauf pour les contrats de ventes en gros à long terme et certains contrats de swap sur gaz.
3. La juste valeur des contrats de change, des swaps de taux d'intérêt et des swaps sur rendement total de la Société est comptabilisée dans les débiteurs et autres actifs à court terme, les créditeurs et autres passifs à court terme et les autres passifs à long terme.
4. Inclus dans les autres actifs à long terme inscrits dans le bilan consolidé (note 9).
5. La juste valeur des contrats d'énergie de la Société est comptabilisée dans les créditeurs et autres passifs à court terme et les autres passifs à long terme.

La Société a adopté la présentation au montant brut pour ses contrats dérivés visés par des conventions-cadres de compensation et des garanties, qui s'applique uniquement à ses contrats d'énergie. Les tableaux suivants présentent le montant potentiel de la compensation de soldes de contrepartie.

Au 31 décembre 2017 (en millions)	Montant brut comptabilisé dans le bilan	Compensation de soldes de contrepartie des contrats d'énergie	Garanties en trésorerie reçues/comptabilisées	Montant net
Actifs dérivés				
Contrats d'énergie	51 \$	17 \$	7 \$	27 \$
Passifs dérivés				
Contrats d'énergie	(107)	(17)	—	(90)

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Au 31 décembre 2016 (en millions)	Montant brut comptabilisé dans le bilan	Compensation de soldes de contrepartie des contrats d'énergie	Garanties de trésorerie reçues/ comptabilisées	Montant net
Actifs dérivés				
Contrats d'énergie	22 \$	9 \$	— \$	13 \$
Passifs dérivés				
Contrats d'énergie	(35)	(9)	—	(26)

Instruments dérivés

De façon générale, la Société limite l'utilisation d'instruments dérivés à ceux qui peuvent servir de couvertures comptables, de couvertures économiques ou de couvertures de flux de trésorerie, ou à ceux qui sont approuvés à des fins de recouvrement réglementaire. La Société comptabilise à la juste valeur tous les instruments dérivés, sauf certains instruments comme les dérivés qui sont admissibles à l'exception relative aux achats et aux ventes dans le cours normal des affaires.

Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire

UNS Energy détient des contrats d'achat d'électricité et des swaps sur gaz afin de réduire l'exposition au risque lié au prix de l'énergie associé aux besoins d'achat d'électricité et de gaz naturel. UNS Energy utilise principalement l'approche axée sur le marché en ce qui a trait aux évaluations à la juste valeur, en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants, lorsque c'est possible. Lorsque des prix publiés ne sont pas disponibles, des ajustements sont effectués en fonction de l'historique des rapports sur la courbe des prix, des frais de transport et des pertes en ligne.

Central Hudson emploie des swaps sur électricité et sur gaz naturel afin d'atténuer la volatilité des prix en fixant le prix d'achat effectif pour ces produits de base. La juste valeur des swaps a été calculée à l'aide des prix à terme fournis par des tiers indépendants.

FortisBC Energy détient des contrats d'approvisionnement en gaz et des swaps financiers à prix fixe afin de fixer le prix d'achat réel du gaz naturel, la plupart des contrats d'approvisionnement en gaz naturel étant assortis de prix variables au lieu de prix fixes. La juste valeur des dérivés sur gaz naturel a été calculée en utilisant la valeur actualisée de leurs flux de trésorerie selon les cours du marché publiés et les courbes des taux à terme relatifs au gaz naturel.

Ces contrats d'énergie n'étaient pas désignés comme des couvertures; néanmoins, les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des dérivés étaient reportés à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients à même les tarifs futurs, comme les organismes de réglementation l'autorisent. Ces pertes et ces gains latents seraient autrement comptabilisés dans les résultats. Au 31 décembre 2017, des pertes latentes de 87 millions \$ (19 millions \$ au 31 décembre 2016) avaient été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires et des gains latents de 2 millions \$ (12 millions \$ au 31 décembre 2016) avaient été comptabilisés à titre de passifs réglementaires (note 8 *viii*).

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire

UNS Energy a conclu des contrats de ventes en gros qui sont admissibles comme instruments dérivés pour fixer les prix de l'énergie et réaliser des marges potentielles, dont 10 % de tous les gains réalisés sont partagés avec les clients au moyen des comptes de stabilisation tarifaire d'UNS Energy. La juste valeur des contrats de ventes en gros a été évaluée au moyen de l'approche axée sur le marché en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants, lorsque c'est possible.

Aitken Creek a conclu des swaps sur gaz pour gérer son exposition aux variations de prix du gaz naturel, prendre en compte les écarts de prix du gaz naturel et gérer le risque financier posé par les opérations de livraison physique. La juste valeur des swaps sur gaz a été calculée à l'aide des prix à terme provenant de sources de données de marché publiées.

Ces contrats d'énergie n'ont pas été désignés comme des couvertures, et les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des dérivés sont comptabilisés à titre de produits. Au 31 décembre 2017, un gain latent de 36 millions \$ (perte latente de 2 millions \$ au 31 décembre 2016) avait été comptabilisé dans l'état des résultats.

Contrats de change

La Société détient des contrats de change sur le dollar américain pour atténuer son exposition à la volatilité des taux de change. Ces contrats expirent en 2018 et ont une valeur nominale combinée de 160 millions \$. La méthode d'évaluation de la juste valeur des contrats de change est fondée sur des renseignements provenant de tiers indépendants.

Les gains latents et les pertes latentes sont comptabilisés dans l'état des résultats. En 2017, des gains latents de 3 millions \$ avaient été comptabilisés dans les résultats.

Swaps de taux d'intérêt et swaps sur rendement total

UNS Energy détient des swaps de taux d'intérêt afin de réduire son exposition à la volatilité des taux d'intérêt variables sur des obligations liées aux contrats de location-acquisition (note 15). Les swaps de taux d'intérêt expirent en 2020 et ont une valeur nominale de 23 millions \$.

La Société détient trois swaps sur rendement total pour couvrir le risque de flux de trésorerie lié aux règlements en trésorerie futurs prévus des obligations respectives en vertu des UAD et des DVATI (note 21). Les swaps sur rendement total ont une valeur nominale combinée de 33 millions \$ et des durées variant entre un an et trois ans échéant en janvier 2018, 2019 et 2020.

En novembre 2017, ITC a résilié ses swaps de taux d'intérêt différé qui étaient utilisés pour couvrir le risque de taux d'intérêt lié à l'émission de titres d'emprunt à taux fixe d'un montant de 1 milliard \$ US en novembre 2017. Au 31 décembre 2017, ITC n'avait aucun swap de taux d'intérêt en cours.

La juste valeur des swaps de taux d'intérêt détenus par UNS Energy a été déterminée au moyen d'une approche par le résultat, en se fondant sur le TIOL à six mois. La juste valeur des swaps sur rendement total de la Société a été évaluée au moyen de l'approche par le résultat, en se fondant sur les courbes des taux à terme.

Les gains latents et les pertes latentes sur les swaps de taux d'intérêt, qui constituent des couvertures de flux de trésorerie, sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu et reclassés à l'état des résultats à titre de composante des intérêts débiteurs sur la durée de l'instrument d'emprunt couvert. La perte qui devrait être reclassée dans les résultats au cours des 12 prochains mois est estimée à environ 3 millions \$, déduction faite des impôts. Les gains et les pertes latents sur les swaps sur rendement total sont comptabilisés en résultat.

Les flux de trésorerie liés au règlement de l'ensemble des instruments dérivés sont inclus dans les activités d'exploitation aux états des flux de trésorerie consolidés de la Société.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Autres placements

ITC et Central Hudson détiennent des placements en fiducie associés aux régimes de retraite complémentaires destinés à certains employés. Ces placements sont constitués de fonds communs de placement et de comptes du marché monétaire, qui sont comptabilisés à la juste valeur selon les cours sur des marchés actifs. Les gains et les pertes sur ces fonds sont comptabilisés dans l'état des résultats, tandis que les gains et les pertes sur les placements disponibles à la vente sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Évaluation à la juste valeur de niveau 3

La modification d'une ou de plusieurs données non observables pourrait avoir une incidence importante sur l'évaluation à la juste valeur, selon l'ampleur et l'orientation de la modification de chaque donnée. L'incidence des variations de la juste valeur est assujettie au recouvrement réglementaire, sauf pour les contrats de ventes en gros et certains contrats de swap sur gaz.

Le tableau suivant présente un rapprochement des variations de la juste valeur des actifs et des passifs nets classés au niveau 3 dans la hiérarchie des justes valeurs. Les transferts du niveau 3 au niveau 2 découlaient principalement de la conclusion de la direction selon laquelle les données utilisées pour calculer la juste valeur des instruments dérivés sont observables et que le classement au niveau 2 est approprié.

<i>(en millions)</i>	2017	2016
Solde au début de l'exercice	2 \$	(18) \$
Pertes réalisées	(10)	(19)
(Pertes latentes) gains latents	(3)	12
Règlements	12	27
Transferts d'actifs depuis le niveau 3	(2)	—
Transferts de passifs depuis le niveau 3	4	—
Solde à la fin de l'exercice	3 \$	2 \$

Volume des activités liées aux dérivés

Au 31 décembre 2017, la Société détenait plusieurs contrats d'énergie qui seront réglés à différentes dates d'échéance jusqu'en 2029. Les volumes des dérivés sur électricité et sur gaz naturel étaient les suivants :

	2017	2016
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire¹		
Swaps sur électricité (GWh)	1 291	2 184
Contrats d'achat d'électricité (GWh)	761	1 252
Swaps sur gaz (PJ)	216	35
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (PJ)	219	240
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire¹		
Contrats de ventes en gros (GWh)	2 387	2 058
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (PJ)	—	15
Swaps sur gaz (PJ)	36	4

1. GWh signifie gigawattheures et PJ signifie pétajoules.

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Risque de crédit

En ce qui a trait aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs et autres actifs à court terme, de même qu'aux autres créances à long terme, la Société est exposée à un risque de crédit qui se limite généralement à la valeur comptable dans le bilan consolidé. La Société possède généralement un bassin important et diversifié de clients, ce qui réduit la concentration du risque de crédit. La Société et ses filiales ont élaboré diverses politiques afin de réduire le risque de crédit, notamment exiger des dépôts ou des paiements anticipés des clients et vérifier la solvabilité de certains clients, et procéder à des débranchements ou recourir à des agences de recouvrement indépendantes dans le cas de comptes en souffrance.

ITC fait face à une concentration du risque de crédit, les produits découlant à environ 69 % de trois principaux clients. Le risque de crédit est limité, car ces clients ont une notation de première qualité. ITC diminue davantage son exposition au risque de crédit en exigeant une lettre de crédit ou un dépôt au comptant correspondant à son exposition au risque de crédit, lequel est établi au moyen d'un modèle de notation du crédit et d'autres facteurs.

FortisAlberta fait face à une concentration du risque de crédit, ses services de distribution étant facturés à un groupe relativement restreint de détaillants. La Société réduit son exposition en obtenant des détaillants un dépôt au comptant, une caution, une lettre de crédit, une notation de première qualité de la part d'une importante agence de notation, ou une garantie financière auprès d'une entité dont la notation est de première qualité.

UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy et Aitken Creek sont exposées à un risque de crédit en cas de défaut des contreparties à leurs instruments financiers dérivés. Les sociétés utilisent aussi des accords de compensation afin de réduire le risque de crédit et règlent les paiements avec les contreparties sur la base du solde net lorsque les modalités le permettent. Elles limitent aussi le risque de crédit en traitant uniquement avec des contreparties dont la notation est de première qualité. UNS Energy et Central Hudson ont des ententes contractuelles qui comprennent également des clauses exigeant des contreparties aux instruments dérivés qu'elles donnent des garanties dans certaines circonstances.

La valeur de l'ensemble des instruments dérivés en position de passif net en vertu de contrats assortis de clauses conditionnelles liées au risque de crédit était de 57 millions \$ au 31 décembre 2017 (37 millions \$ au 31 décembre 2016). Si toutes les clauses conditionnelles liées au risque de crédit avaient été déclenchées au 31 décembre 2017, la Société aurait dû donner aux contreparties des garanties additionnelles de 57 millions \$.

Couverture du risque de change

La monnaie de présentation des états financiers d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities, de Fortis Turks and Caicos et de BECOL est le dollar américain. Le bénéfice que la Société tire des filiales étrangères et les investissements nets qu'elle a dans ces dernières sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société a réduit cette exposition en désignant les emprunts en dollars américains au niveau du siège social à titre de couverture de ses investissements nets dans les filiales étrangères. Le gain ou la perte de change à la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars américains contrebalance partiellement le gain ou la perte de change à la conversion des résultats des filiales étrangères de la Société.

Au 31 décembre 2017, la Société avait désigné sa dette à long terme de 3 385 millions \$ US (3 511 millions \$ US au 31 décembre 2016) à titre de couverture efficace d'une tranche de ses investissements nets dans des établissements à l'étranger. Au 31 décembre 2017, la Société avait des investissements nets dans des établissements à l'étranger d'environ 7 548 millions \$ US (7 250 millions \$ US au 31 décembre 2016) non couverts. Les variations des taux de change liées à la conversion des emprunts en dollars américains faits par la Société et désignés comme couvertures efficaces sont comptabilisées dans le bilan consolidé, dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, et servent à contrebalancer les gains et les pertes de change latents sur les investissements nets dans des filiales étrangères, qui sont aussi comptabilisés dans le bilan consolidé, dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Instruments financiers qui ne sont pas comptabilisés à la juste valeur

Le tableau suivant présente les évaluations à la juste valeur estimative des instruments financiers de la Société qui ne sont pas comptabilisés à la juste valeur. La valeur comptable des instruments financiers consolidés de la Société se rapproche de leur juste valeur, ce qui reflète l'échéance à court terme, les conditions normales de crédit et la nature de ces instruments, à l'exception de ce qui suit.

<i>(en millions)</i>	2017		2016	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme (note 14) ¹	21 535 \$	23 481 \$	21 219 \$	22 523 \$
Billet de la société Waneta (note 16)	63	64	59	61

1. La dette à long terme est évaluée à l'aide de données du niveau 2.

La juste valeur de la dette à long terme est calculée en utilisant les cours du marché lorsqu'ils sont disponibles. Lorsqu'il n'y a pas de cours du marché disponibles, comme c'est le cas pour le billet de la société Waneta et certains titres d'emprunt à long terme, la juste valeur est établie soit : i) en actualisant les flux de trésorerie futurs du titre d'emprunt particulier à un taux de rendement estimatif jusqu'à l'échéance équivalant au rendement d'obligations gouvernementales ou de bons du Trésor de référence comportant une échéance similaire, majoré d'une prime au risque de crédit égale à celle d'émetteurs dont la qualité du crédit est semblable; ou ii) en obtenant de tiers des prix indicatifs pour des titres d'emprunt ayant une cote similaire ou identique et ayant la même échéance résiduelle. Comme la Société n'a pas l'intention de régler la dette à long terme ou le billet avant l'échéance, l'excédent de la juste valeur estimée sur la valeur comptable ne représente pas un passif réel.

29. ENTITÉ À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

La participation de la Société dans la société Waneta est considérée comme une entité à détenteurs de droits variables selon l'évaluation des droits des commanditaires et du commandité. Selon le modèle des entités à détenteurs de droits variables, la Société est le principal bénéficiaire de la société Waneta et doit consolider son placement. À titre de principal bénéficiaire, la Société a la capacité de diriger les activités de la société en commandite et l'obligation d'absorber les pertes, ou le droit de recevoir des bénéfices, qui pourraient être éventuellement importants pour la société en commandite, comme mentionné ci-après.

La société Waneta avait pour objet de construire, de détenir et d'exploiter l'Expansion Waneta sur la rivière Pend d'Oreille, au sud de Trail, en Colombie-Britannique, qui a été achevée en avril 2015. La Société détient une participation lui conférant le contrôle de 51 % dans la société Waneta, les 49 % restants étant détenus par CPC/CBT. Le commandité, qui est détenu par la Société et CPC/CBT dans une proportion égale à leur participation dans la société Waneta, détient une participation de 0,01 % dans la société Waneta. Chaque associé paie sa part des coûts et a droit à une part proportionnelle des produits nets et des charges. La construction de l'Expansion Waneta a été financée et gérée par la Société et CPC/CBT. L'Expansion Waneta est exploitée et entretenue par une filiale en propriété exclusive de la Société, et la production est vendue à BC Hydro et à FortisBC Electric aux termes de contrats de 40 ans.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le tableau ci-après présente les actifs, les passifs, les produits, les charges et les flux de trésorerie de la société Waneta compris dans les états financiers consolidés de la Société.

<i>(en millions)</i>	2017	2016
Actif		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	16 \$	15 \$
Débiteurs et autres actifs à court terme	14	14
Immobilisations corporelles	688	696
Actifs incorporels	30	30
	748 \$	755 \$
Passif		
Créditeurs et autres passifs à court terme	(28) \$	(3) \$
Autres passifs	(63)	(79)
	(91)	(82)
Actifs nets compte non tenu des capitaux propres des associés	657 \$	673 \$
<i>(en millions)</i>	2017	2016
Produits	93 \$	91 \$
Charges		
Charges d'exploitation	17	17
Amortissements	18	18
Frais financiers	4	3
	39	38
Bénéfice net	54 \$	53 \$

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement de la société Waneta pour 2017 ont compris des dépenses en immobilisations de 5 millions \$ (18 millions \$ en 2016). Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour 2017 ont compris des dividendes payés par la société Waneta détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de 34 millions \$ (31 millions \$ en 2016).

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

30. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Au 31 décembre 2017, les engagements consolidés de la Société pour chacun des cinq prochains exercices et pour les périodes subséquentes, compte non tenu des remboursements sur la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières, qui sont présentés séparément respectivement aux notes 14 et 15, s'établissent comme suit :

<i>(en millions)</i>	Total	À moins de 1 an	Échéant la 2 ^e année	Échéant la 3 ^e année	Échéant la 4 ^e année	Échéant la 5 ^e année	Échéant après 5 ans
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme	14 575 \$	892 \$	878 \$	858 \$	837 \$	792 \$	10 318 \$
Obligations d'achat d'électricité ¹	2 240	275	157	126	118	117	1 447
Obligations d'achat d'électricité renouvelable ²	1 428	93	92	92	92	91	968
Obligations d'achat de gaz ³	1 085	278	201	189	147	112	158
Contrats à long terme – UNS Energy ⁴	910	157	158	125	79	50	341
Convention de servitudes avec ITC ⁵	413	13	13	13	13	13	348
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable ⁶	125	20	13	11	10	10	61
Convention de recouvrement de créances ⁷	122	3	3	3	3	3	107
Obligations liées aux contrats de location-exploitation	53	11	9	7	4	4	18
Acquisition des installations communes de Springerville ⁸	85	—	—	—	85	—	—
Billet de la société Waneta (note 16)	72	—	—	72	—	—	—
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés	52	3	3	3	3	3	37
Autres ⁹	462	97	53	71	31	32	178
Total	21 622 \$	1 842 \$	1 580 \$	1 570 \$	1 422 \$	1 227 \$	13 981 \$

1. Les obligations d'achat d'électricité se rapportent à divers contrats d'achat d'électricité détenus par certaines entreprises de services publics réglementés de la Société, dont les contrats les plus importants sont décrits ci-dessous.

FortisOntario : Les obligations d'achat d'électricité de FortisOntario, qui totalisaient 692 millions \$ au 31 décembre 2017, comprennent un contrat avec Hydro-Québec pour l'achat de capacité pouvant atteindre 145 MW et de l'énergie associée d'au moins 537 GWh par année de janvier 2020 à décembre 2030. Ce contrat remplacera les contrats d'achat ferme à long terme existants entre FortisOntario et Hydro-Québec pour la fourniture d'une capacité de 145 MW, venant à expiration en 2019.

FortisBC Energy : FortisBC Energy est partie à un contrat d'approvisionnement en électricité avec BC Hydro visant l'achat d'électricité pour le projet d'expansion de l'usine de GNL de Tilbury, dont les obligations d'achat totalisaient 482 millions \$ au 31 décembre 2017.

FortisBC Electric : Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC Electric, qui totalisaient 333 millions \$ au 31 décembre 2017, comprennent principalement un CAÉ avec BC Hydro pour l'achat de capacité pouvant atteindre 200 MW et de l'énergie associée pouvant atteindre 1 752 GWh sur une durée de 20 ans. FortisBC Electric est aussi partie à une entente sur la capacité de l'Expansion Waneta (« WECA »), qui lui permet d'acheter 234 MW de capacité par mois, en moyenne, sur une durée de 40 ans, à compter d'avril 2015, comme autorisé par la BCUC. Les montants relatifs à l'entente sur la WECA n'ont pas été inclus dans le tableau des engagements, puisqu'ils seront payés par FortisBC Electric à une partie liée.

FORTIS INC.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Maritime Electric : Les obligations d'achat d'électricité de Maritime Electric comprennent deux contrats d'achat ferme pour l'achat soit de capacité, soit d'énergie, qui expireront en février 2019, ainsi qu'un contrat d'achat d'énergie avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB »). 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. En contrepartie de sa participation, Maritime Electric doit payer sa part du coût en capital et des coûts d'exploitation de la centrale. Au 31 décembre 2017, Maritime Electric avait pris des engagements de 511 millions \$ en vertu de ce contrat.

2. TEP et UNS Electric sont parties à des CAÉ renouvelables à long terme, lesquels exigent que TEP et UNS Electric achètent 100 % de la production de certaines centrales de production d'énergie renouvelable qui ont commencé leur exploitation commerciale. Bien que TEP et UNS Electric ne soient pas tenues d'effectuer des paiements aux termes de ces contrats si l'électricité n'est pas livrée, le tableau sur les engagements comprend les paiements futurs estimés. Ces contrats viennent à expiration à diverses dates entre 2027 et 2036.
3. Certaines filiales de la Société, principalement FortisBC Energy, concluent des contrats d'achat de gaz, de transport de gaz et de services d'entreposage. FortisBC Energy a des obligations d'achat de gaz qui sont fondés sur des indices de prix du gaz qui varient selon les prix du marché; les obligations sont basées sur les prix indiciaires en vigueur le 31 décembre 2017.
4. UNS Energy a conclu divers contrats à long terme relatifs à l'achat et à la livraison de charbon pour alimenter ses centrales, à l'achat de services de transport de gaz pour répondre à ses besoins en charges, et à l'achat de services de transport pour l'électricité achetée. Les montants versés aux termes de ces contrats relatifs à l'achat et à la livraison de charbon dépendent des quantités réelles d'achat et de livraison. Certains de ces contrats comprennent également des clauses d'ajustement de prix qui auront une incidence sur les coûts futurs en vertu des contrats.
5. ITC est partie à une convention de servitude avec Consumers Energy, le principal client de METC, qui accorde à la société une servitude pour le transport de l'électricité ainsi que des droits de passage, des droits de jouissance, des intérêts en fief et des permis associés aux terrains que les lignes de transport traversent. La convention expirera en décembre 2050 et est assujettie à 10 renouvellements supplémentaires d'une durée de 50 ans par la suite.
6. UNS Energy et Central Hudson sont parties à des contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable visant principalement l'achat d'attributions environnementales auprès des clients de détail ayant des centrales solaires. Les paiements liés aux contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable sont faits à des intervalles convenus par contrat selon la quantité d'énergie renouvelable produite mesurée.
7. Maritime Electric est partie à une convention de recouvrement de créances avec PEI Energy Corporation pour le coût en capital initial des câbles sous-marins et des pièces associées de l'interconnexion du système de transport du Nouveau-Brunswick. La convention vient à expiration en février 2056. Les paiements en vertu de la convention seront recouverts à partir des tarifs futurs facturés aux clients.
8. UNS Energy a l'obligation d'acheter une participation indivise de 32,2 % dans les installations communes de Springerville si les deux baux ne sont pas renouvelés (note 15).
9. Les autres obligations contractuelles comprennent divers autres engagements conclus par la Société et ses filiales, y compris les obligations au titre du régime d'UAR, du régime de DVATI et du régime d'UAD, les servitudes foncières, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, et les obligations de financement du régime de retraite à prestations déterminées.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Autres engagements

Dépenses en immobilisations : Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont tenues d'assurer des services aux clients au sein de leur territoire de service respectif. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés découlent en grande partie de la nécessité de maintenir et d'améliorer le rendement, la fiabilité et la sécurité des réseaux d'électricité et de gaz, et de répondre aux besoins d'une clientèle en croissance. Le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société, qui comprend les dépenses en immobilisations de ses activités non réglementées, devrait s'établir à environ 3,2 milliards \$ en 2018. Au cours de la période de cinq ans de 2018 à 2022, le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société devrait atteindre environ 14,5 milliards \$, montant qui n'est pas compris dans le tableau des engagements.

Autres : CH Energy Group participe à un investissement avec d'autres entreprises de services publics visant le développement, la propriété et l'exploitation conjoints de projets de transport d'électricité dans l'État de New York. En décembre 2014, une demande a été déposée auprès de la FERC concernant le recouvrement des coûts et du rendement de cinq projets de lignes de transport à haute tension totalisant 2,1 milliards \$ (1,7 milliard \$ US). L'engagement maximal de CH Energy Group est de 228 millions \$ (182 millions \$ US), et CH Energy Group a fourni une garantie de société mère au titre de cet engagement. Au 31 décembre 2017, aucune obligation n'était prévue relativement à cette garantie.

Au 31 décembre 2017, FHI avait des garanties de société mère en cours de 80 millions \$ (77 millions \$ au 31 décembre 2016) afin de soutenir les activités d'optimisation de stockage d'Aitken Creek.

Les passifs réglementaires de la Société, qui totalisaient 3 446 millions \$ au 31 décembre 2017, ont été exclus du tableau des engagements ci-dessus, étant donné que le calendrier final de règlement de ces passifs est assujéti à des décisions réglementaires à venir ou que les périodes de règlement ne sont pas connues à l'heure actuelle (note 8).

Passifs éventuels

La Société et ses filiales sont parties à un certain nombre de litiges et d'actions en justice dans le cours normal des affaires. La direction estime que le montant exigible, le cas échéant, à l'issue de ces poursuites ne devrait pas avoir d'incidence importante sur la situation financière, les résultats d'exploitation ou les flux de trésorerie consolidés de la Société. Voici une description de la nature de l'éventualité de la Société.

FHI

En avril 2013, FHI et Fortis ont été nommées défendeurs dans une action intentée par la bande indienne de Coldwater (la « bande ») auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique. L'action intentée concerne la participation dans un droit de passage d'un pipeline sur des terres de la réserve. Le pipeline situé sur le droit de passage a été transféré par FHI (alors Terasen Inc.) à Kinder Morgan Inc. en avril 2007. La bande veut obtenir une ordonnance annulant le droit de passage et demande des dommages-intérêts en compensation d'une ingérence injustifiée nuisant à l'utilisation et à la jouissance des terres de la réserve de la bande. En mai 2016, la Cour fédérale a rendu une décision rejetant la demande de contrôle judiciaire du consentement ministériel faite par la bande. En septembre 2017, la Cour d'appel fédérale a annulé le consentement ministériel et renvoyé la question au ministère pour révision. L'issue ne peut être raisonnablement établie et évaluée pour le moment et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé à cet égard dans les états financiers consolidés.

FORTIS INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

31. CHIFFRES CORRESPONDANTS

La Société a révisé un poste de la section des activités de financement de l'état des flux de trésorerie pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 afin de corriger une erreur non significative dans la présentation des emprunts sur les facilités de crédit. La Société a évalué l'erreur et a déterminé qu'elle n'avait pas d'incidence sur ses résultats d'exploitation ni sur sa situation financière dans les états financiers antérieurs et que son incidence sur ses flux de trésorerie n'était pas significative pour les états financiers antérieurs. La correction a fait en sorte qu'un montant de 169 millions \$, qui était auparavant comptabilisé dans le montant net des emprunts et remboursements sur les facilités de crédit confirmées, est maintenant présenté sur une base brute, un montant de 668 millions \$ étant présenté dans les emprunts sur les facilités de crédit confirmées, et un montant de 499 millions \$, dans les remboursements sur les facilités de crédit confirmées. La correction n'a pas modifié le total des flux de trésorerie provenant des activités de financement.