

# LA FORCE D'UNE VISION, CIBLÉE



RAPPORT ANNUEL | 2018

**FORTIS** INC.



FORTIS

Scott Parker  
*Central Hudson*

---

## NOUS SOMMES TOURNÉS VERS L'AVENIR EN TOUTE CONFIANCE

L'expression populaire « Tout est possible » rend bien le contexte actuel dans lequel évolue Fortis. En effet, nous poursuivons notre croissance depuis plus de 130 ans – non seulement en termes de taille mais aussi de solidité. Nous avons saisi des occasions, tiré des leçons de nos expériences et célébré chaque victoire, tous ensemble. Et cela sans jamais perdre de vue ce qui compte le plus pour nous – nos gens, nos clients, nos actionnaires et notre environnement. Et cibler ces éléments est ce qui nous propulse vers des sommets encore plus hauts aujourd'hui. Pour nous, tout est encore et toujours possible.

FORTIS  
EN  
BREF

**10** ENTREPRISES  
DE  
**SERVICES  
PUBLICS**

au Canada, aux États-Unis et  
dans les Caraïbes

COMPTE

**8800**

EMPLOYÉS

Actif total de

**53** MILLIARDS \$

**1,3** MILLION

de clients des  
services publics de gaz

**2** MILLIONS

de clients des  
services publics d'électricité

Capitalisation boursière de

**19,5** MILLIARDS \$

(au 31 décembre 2018)

**45<sup>e</sup>**

ANNÉE CONSÉCUTIVE  
de hausse du dividende versé

Établie à

**ST. JOHN'S**

Terre-Neuve-et-Labrador

TSX/NYSE : FTS

## NOTRE STRATÉGIE DE CROISSANCE CRÉE DE LA VALEUR À LONG TERME POUR LES ACTIONNAIRES

Votre Société s'est taillé une place parmi les 15 plus importantes entreprises nord-américaines de services publics. Au cours des cinq dernières années, nous avons fait l'acquisition de trois importantes franchises de services publics établies aux États-Unis, soit Central Hudson Gas and Electric dans l'État de New York, UNS Energy en Arizona et ITC Holdings au Michigan, et les avons intégrées avec succès. Au cours de cette période, **notre base tarifaire des services publics a augmenté de 156 %, passant de 10,2 milliards \$ à 26,1 milliards \$.**

Maintenant que nos entreprises sont regroupées en une seule société nord-américaine bien établie, nous avons lancé, en octobre 2018, notre plus ambitieux programme d'investissement jusqu'ici. Ce programme de 17,3 milliards \$ pour la période de 2019 à 2023 représente une augmentation de 2,8 milliards \$, ou 20 %, par rapport au programme de l'exercice précédent. Les investissements serviront à moderniser le réseau électrique, à renforcer l'infrastructure de gaz naturel et à faciliter la distribution d'énergie plus propre. Une fois ce programme réalisé, notre base tarifaire des services publics passera de 26,1 milliards \$ à 35,5 milliards \$ d'ici 2023.

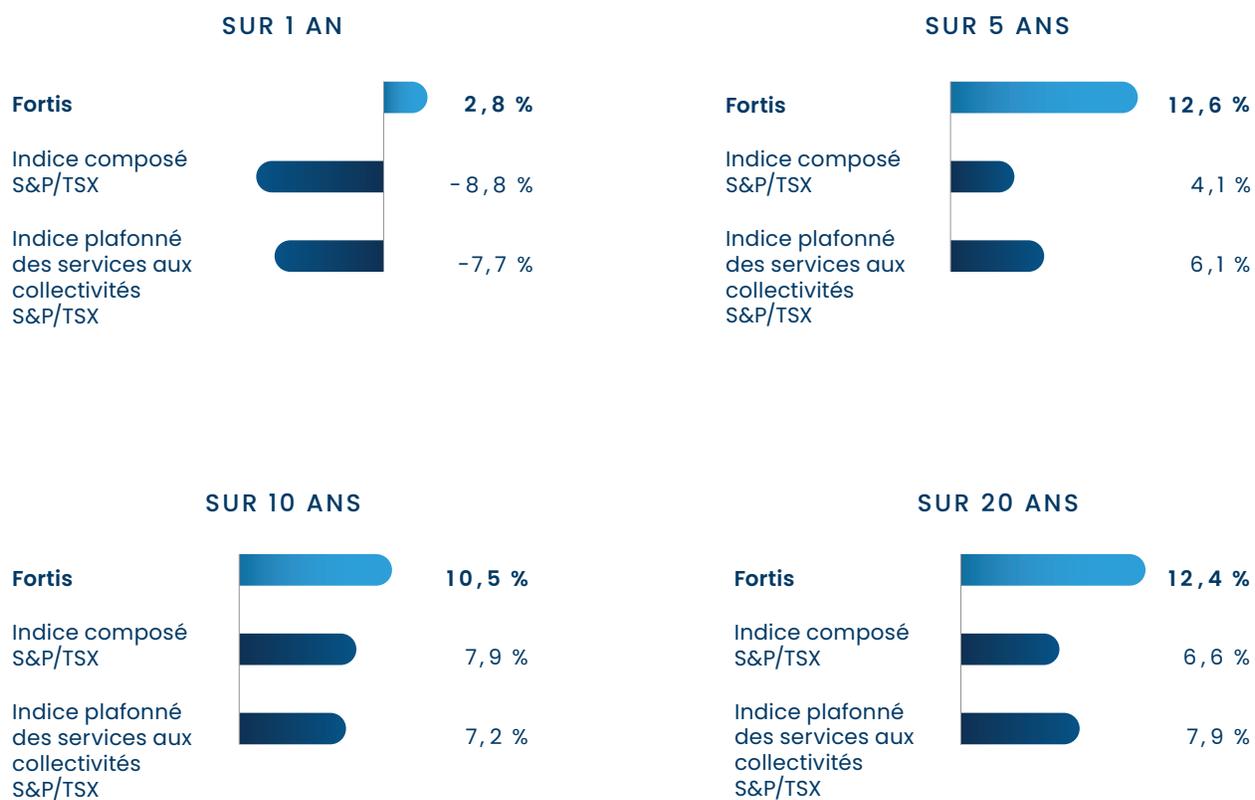
La quasi-totalité de nos actifs d'exploitation sont réglementés. En nous concentrant sur les actifs de transport et de distribution, qui sont assortis d'une empreinte écologique réduite, et en tirant profit de la diversité géographique et réglementaire de nos entreprises, nous avons fait de Fortis **une des sociétés de services publics présentant le risque le plus faible en Amérique du Nord.**

Fidèles à notre réputation, nous avons continué d'afficher un rendement solide en 2018 avec un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1 100 millions \$, ou 2,59 \$ par action ordinaire, comparativement à 963 millions \$, ou 2,32 \$ par action ordinaire, en 2017. Nous avons réalisé un bénéfice net ajusté de 1 066 millions \$, ou 2,51 \$ par action ordinaire, en 2018 comparativement à 1 027 millions \$, ou 2,47 \$ par action ordinaire, en 2017. La croissance du bénéfice ajusté par action en 2018 a été atténuée d'environ 2 % par la réforme fiscale américaine qui est entrée en vigueur à la fin de 2017. La hausse de notre dividende trimestriel de 5,9 % au 1<sup>er</sup> décembre 2018, passant de 0,425 \$ par action à 0,45 \$ par action, **a marqué la 45<sup>e</sup> année consécutive de hausse du dividende annuel versé par action ordinaire, un des plus longs records pour une société publique canadienne.**

Votre Société a poursuivi sa tradition de longue date en 2018 d'offrir un rendement supérieur à ses actionnaires. En effet, Fortis a dégagé un rendement total pour les actionnaires sur un an de 2,8 %, surpassant de loin les rendements négatifs générés par l'indice composé S&P/TSX et l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX, respectivement.

Ce rendement supérieur s'est également produit pour les périodes de 5, 10 et 20 ans, au cours desquelles votre Société a dégagé des rendements annualisés moyens de 10 % à 12 %.

## Rendement total annualisé pour les actionnaires

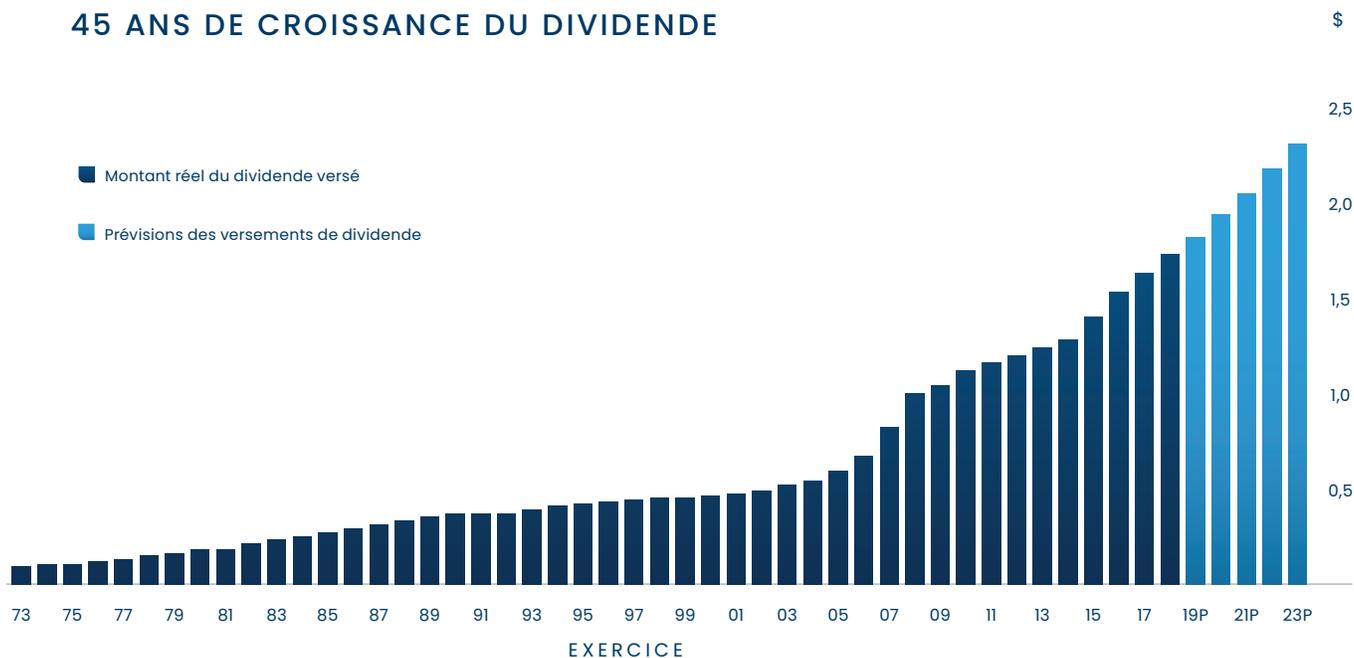


## EFFORTS CIBLÉS SUR LA CROISSANCE DE VOS DIVIDENDES

FORTIS DÉTIENT L'UN DES PLUS LONGS RECORDS EN TERMES DE HAUSSE DU DIVIDENDE ANNUEL VERSÉ PAR ACTION ORDINAIRE POUR UNE SOCIÉTÉ PUBLIQUE CANADIENNE

En 2018, en nous fondant sur les prévisions de la croissance du bénéfice de nos entreprises de services publics, nous avons prolongé notre prévision pour la croissance du dividende annuel d'environ 6 % jusqu'en 2023. Cette prévision repose sur le solide rendement continu de nos entreprises de services publics, les décisions raisonnables rendues par les instances réglementaires, la réalisation fructueuse de notre programme d'investissement sur cinq ans et une croissance dans nos territoires franchisés.

### 45 ANS DE CROISSANCE DU DIVIDENDE



## NOTRE GRANDE DIVERSITÉ GÉOGRAPHIQUE



---

## EFFORTS CIBLÉS SUR LA RÉALISATION DU PROGRAMME D'INVESTISSEMENT SUR CINQ ANS DE 17,3 MILLIARDS \$

---

Parmi nos plus grands accomplissements en 2018, nous avons mené à terme notre programme d'investissement de 3,2 milliards \$ au sein de nos entreprises de services publics et élaboré un nouveau programme d'investissement sur cinq ans. Ce nouveau programme comprend des investissements de 17,3 milliards \$ pour la période de 2019 à 2023. Il s'agit d'une augmentation de 2,8 milliards \$, soit 20 % de plus que le programme de l'exercice précédent.

La réalisation du programme sur cinq ans devrait permettre de générer une croissance annuelle

moyenne de la base tarifaire de 7,1 % pour les trois prochaines années et de 6,3 % au cours de la période de cinq ans visée par le programme. Le programme d'investissement comprend en quasi-totalité des projets qui seront réalisés au sein de nos entreprises de services publics réglementés. Il s'agit d'un éventail diversifié de projets à faible risque facilement réalisables. Les projets d'immobilisations qui, individuellement, sont d'une valeur de plus de 150 millions \$, constituent 23 % de l'ensemble du programme et le reste, soit 77 %, représente des projets de moindre envergure.

---

### ITC : Mettre en place un réseau électrique solide et fiable

Étant donné l'importance croissante de disposer d'un réseau solide et résilient, nous nous attendons à investir davantage à l'avenir dans tout ce qui touche aux fils électriques au sein de notre entreprise.

ITC, notre plus importante entreprise de services publics, est dotée de plus de 25 000 kilomètres de lignes de transport d'électricité à haute tension. Cette entreprise se spécialise dans le domaine du transport d'énergie, et son vaste réseau d'infrastructure dans sept États du Midwest américain exige des investissements continus afin de répondre aux besoins croissants des clients et d'assurer un entretien préventif du réseau. La base tarifaire d'ITC devrait croître à un taux annuel moyen de 7 % au cours des cinq prochaines années et les investissements de l'entreprise dans son infrastructure sont une composante clé de notre programme d'investissement.



## Travaux de mise à niveau de l'infrastructure de gaz naturel chez FortisBC conformes à l'échéancier

FortisBC est le plus important distributeur de gaz naturel en Colombie-Britannique desservant plus d'un million de clients. En 2018, l'entreprise de services publics a entamé des travaux de construction de 20 kilomètres de nouvelles conduites de gaz afin d'assurer une livraison fiable de gaz naturel à plus de 210 000 domiciles et entreprises dans la région métropolitaine de Vancouver. Les coûts du projet se chiffrent à environ 500 millions \$. Les travaux de construction se poursuivent conformément à l'échéancier et devraient être terminés en 2020.



## Tucson Electric Power en bonne position pour surpasser les objectifs ambitieux fixés en matière d'énergie renouvelable

Tucson Electric Power (« TEP ») s'est fixé comme objectif de desservir 30 % de ses clients de détail à partir de sa production d'énergie renouvelable d'ici 2030, doublant ainsi l'objectif fixé par l'État de l'Arizona. D'ici 2030, TEP prévoit produire trois fois plus d'énergie éolienne et d'énergie solaire qu'aujourd'hui, suffisamment pour fournir en électricité la quasi-totalité des domiciles dans la région de Tucson.

L'entreprise de services publics a accompli de grands progrès en 2018 afin d'atteindre son objectif. L'installation de génératrices au gaz naturel écoénergétiques a commencé et, une fois complétée, permettra de compenser les fluctuations d'énergie associées à une



utilisation accrue de l'énergie renouvelable. L'entreprise a également obtenu l'approbation pour la construction de nouvelles lignes de transport et l'installation d'équipement pour prendre en charge ce qui deviendra le plus grand projet local d'énergie solaire et de stockage d'énergie entrepris par TEP.

## Donner accès à une énergie fiable et plus propre aux communautés des Premières Nations en régions éloignées

Le projet de Wataynikaneyap Power, notre partenariat avec les Premières Nations dans le nord-ouest de l'Ontario a progressé de manière significative en 2018. Ce projet de transport d'électricité réglementé permettra, pour la première fois, de relier 17 communautés au réseau électrique de la province grâce à la construction de 1 800 kilomètres de lignes de transport. Ces Premières Nations pourront ainsi cesser d'utiliser les génératrices au diesel peu fiables et effectuer le virage vers un réseau d'électricité plus sécuritaire, plus propre et plus fiable qui assurera leur croissance.

Nous avons franchi deux étapes importantes en 2018. La première a été l'annonce d'un cadre de financement



de 1,6 milliard \$ de la part des gouvernements du Canada et de l'Ontario. La deuxième a été de relier la Première Nation Pikangikum au réseau électrique de l'Ontario au moyen de la ligne de transport de Wataynikaneyap Power.

## EFFORTS CIBLÉS SUR LA MISE EN OEUVRE DES PRATIQUES EXEMPLAIRES EN MATIÈRE DE SÉCURITÉ, DE FIABILITÉ ET DE CYBERSÉCURITÉ

Un rendement solide sur le plan de la sécurité et de la fiabilité est la marque du succès à long terme d'une entreprise de services publics. Ces deux aspects sont prioritaires pour Fortis.

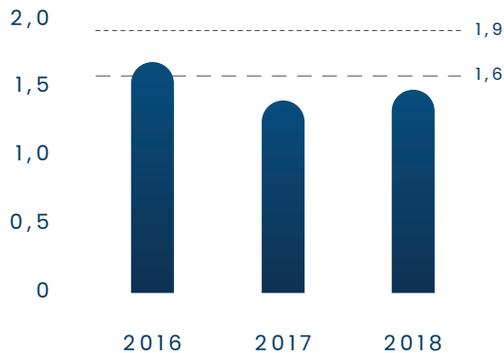
En ce qui concerne les paramètres de rendement en matière de sécurité et de fiabilité de votre Société, nous nous situons au-dessus des moyennes dans notre secteur. Le taux de fréquence de toutes les blessures est un indice du rendement en matière de sécurité et représente le nombre de blessures pour chaque bloc de 200 000 heures travaillées. En 2018, ce taux chez Fortis s'est établi à 1,47, surpassant ainsi le taux du secteur au Canada qui se situe à 1,6 et celui des États-Unis qui est de 1,9.

Nos entreprises de services publics prônent une culture fortement axée sur la santé et la sécurité. Travailler de son mieux, travailler fort et travailler en toute sécurité sont

des principes que nous suivons et dont nous sommes fiers. Malheureusement, un accident tragique est survenu en 2018 lorsqu'un de nos employés a perdu la vie au cours de son travail chez Fortis. Notre engagement sans relâche à assurer un environnement sécuritaire est donc plus fort que jamais. Nous partageons constamment les pratiques exemplaires en matière de santé et de sécurité suivies au sein de chacune de nos entreprises de services publics afin d'assurer un milieu de travail meilleur et plus sécuritaire pour nos employés et nos clients à l'échelle de la Société.

Sur le plan de la fiabilité des services d'électricité, nous surveillons le nombre moyen d'heures d'interruption par client desservi. En 2018, le nombre moyen d'heures d'interruption pour Fortis s'est établi à 2,07 heures, un bon résultat comparativement à la moyenne du secteur qui est de 3,6 heures.

**TAUX DE FRÉQUENCE DE TOUTES LES BLESSURES**



■ Fortis

----- Moyenne de la U.S. Energy Information Administration (pour la période de 2015 à 2017)

— — Moyenne de l'Association canadienne de l'électricité (pour la période de 2015 à 2017)

**DURÉE MOYENNE D'INTERRUPTION DU COURANT PAR CLIENT**



■ Fortis

— — Moyenne de l'Association canadienne de l'électricité et de la U.S. Energy Information Administration (pour la période de 2015 à 2017)



Juanita Ghanev  
*Newfoundland Power*

Notre engagement inébranlable en matière de fiabilité et de service à la clientèle a été clairement démontré par les mesures prises par FortisBC lors d'une importante interruption dans son approvisionnement en gaz naturel en 2018. En effet, environ 700 000 clients de l'entreprise risquaient de faire face à une perte potentielle d'approvisionnement en gaz naturel à la suite d'une rupture d'un gazoduc ayant eu une incidence sur un fournisseur. FortisBC a donc demandé à ses clients de réduire rapidement leur consommation de gaz naturel afin de conserver les réserves limitées. FortisBC a déployé tous les efforts pour mettre en œuvre une stratégie bien pensée afin de s'assurer que ses clients continuent malgré tout d'être approvisionnés. Cette étroite collaboration avec ses clients a permis à FortisBC de minimiser les perturbations au niveau du service en assurant que les domiciles continuent d'être chauffés et que les entreprises clientes puissent poursuivre leurs activités.

## Engagement en matière de cybersécurité

Étant donné que 93 % de nos actifs sont consacrés à la distribution d'énergie, nous continuons de cibler nos efforts pour protéger le réseau et en assurer la sécurité. Notre approche en matière de cybersécurité et de sécurité physique au sein de nos installations est tout aussi rigoureusement ciblée que celle adoptée en matière de sécurité et de fiabilité. En nous inspirant des pratiques exemplaires du secteur, nous avons élaboré un cadre à l'intention de nos entreprises de services publics pour guider leur gestion de la cybersécurité. Elles se sont donc dotées de programmes officiels de cybersécurité qui continuent d'être étroitement surveillés conformément à notre engagement d'amélioration continue.

---

## LA DURABILITÉ EN ACTION

---

Notre engagement à l'égard de l'adoption de pratiques durables est demeuré au cœur de notre prestation de services aux collectivités et de nos décisions en ce qui concerne la croissance de Fortis en Amérique du Nord depuis plus de 130 ans.

En 2018, Fortis a publié son premier rapport sur la durabilité portant sur ses dix entreprises de services publics. Le rapport contient des informations plus complètes sur nos activités mettant l'accent sur l'environnement, la gouvernance, nos clients, nos employés et notre engagement communautaire. Il suit la publication de trois rapports antérieurs sur l'environnement.

Le fait de nous consacrer principalement aux activités de distribution d'énergie aux clients limite naturellement notre impact environnemental par rapport aux entreprises de production énergétique intensive. La distribution d'énergie représente 93 % du total de notre actif. En 2017, nous avons distribué à nos clients 19 fois plus d'énergie que nous en avons produit.

Nous détenons un petit nombre seulement d'installations de production d'énergie à partir de combustibles fossiles, mais cela ne diminue pas notre engagement visant à réduire les émissions de carbone. L'intensité des émissions de carbone provenant de l'énergie distribuée à nos clients en 2017 a diminué de plus de 60 %. Cette baisse est largement attribuable à l'acquisition par Fortis en 2016 de l'entreprise de services publics ITC qui se spécialise dans le transport de l'énergie. En outre, nous avons réduit nos émissions de gaz à effet de serre au sein du groupe Fortis de 6 % en 2017 par rapport à 2016.

Nous continuons à bâtir une main-d'œuvre inclusive et diversifiée dans l'ensemble de nos entreprises de services publics. Nous sommes fiers de notre engagement envers la diversité en ce qui concerne la proportion hommes-femmes et continuons à réaliser des progrès en ce sens. Les femmes représentent 42 % des membres du conseil d'administration, 60 % de nos employés au siège social et environ un tiers de nos dirigeants dans l'ensemble du groupe Fortis.



LES FEMMES REPRÉSENTENT 42 % DES MEMBRES DU  
CONSEIL D'ADMINISTRATION, 60 % DE NOS EMPLOYÉS  
AU SIÈGE SOCIAL ET ENVIRON UN TIERS DE NOS  
DIRIGEANTS DANS L'ENSEMBLE DU GROUPE FORTIS.

---

---

## UN ENGAGEMENT ENVERS LA COMMUNAUTÉ PROFONDÉMENT ANCRÉ

---

EN 2018, NOUS AVONS INVESTI PRÈS DE 13 MILLIONS \$ AU SEIN DES COMMUNAUTÉS QUE NOUS DESSERVONS.

---

Nous souhaitons ce qu'il y a de mieux pour nos communautés. En 2018, Fortis et nos entreprises de services publics ont investi près de 13 millions \$ au sein des communautés que nous desservons.

Grâce à un financement de démarrage d'une valeur de 2,5 millions \$ US de TEP, l'organisme sans but lucratif Regional Partnering Center a été choisi comme l'exploitant d'un système durable de navettes électriques pour le Sabino Canyon dans le sud de l'Arizona. La région attire plus d'un million de visiteurs par année et le nouveau système permettra d'exploiter des navettes électriques à zéro émission pour transporter les touristes à travers le canyon de manière sécuritaire, silencieuse et efficiente.

FortisAlberta fait preuve de son engagement au sein de la communauté locale dans le cadre de son partenariat avec le Shock Trauma Air Rescue Service. Ce service assure le transport médical d'urgence dans les régions rurales de l'Alberta. FortisAlberta est récemment devenue le plus fidèle partenaire de l'organisation. En effet, elle s'est engagée à verser 400 000 \$ au cours des cinq prochaines années, ce qui portera le total de ses contributions à plus de 1,7 million \$.



Shirley Reilly, employée de Tucson Electric Power, prête main-forte dans le cadre de l'action bénévole annuelle, *Thanksgiving on the Mayflower*.

---



Guy Leblanc (à droite), employé de FortisAlberta, a fait une collecte de fonds de plus de 11 000 \$ au profit du Shock Trauma Air Rescue Service (« STARS ») après que son ami proche et collègue, Jeremy Carabeo (à gauche), a eu besoin d'un sauvetage d'urgence par STARS à la suite d'un grave accident de vélo de montagne.

En 2018, Fortis a versé un important don de 500 000 \$ à la campagne de financement « Set the Stage » du Theatre Newfoundland Labrador. Les fonds serviront à la construction du nouveau centre des arts de la scène pour le Gros Morne Theatre Festival à Terre-Neuve-et-Labrador. Le festival divertit le public depuis sa création en 1995 et le nouveau centre, dont il a grandement besoin, lui servira de port d'attache pour les années à venir.

Nous sommes attentifs aux priorités et aux besoins des communautés locales et sommes fiers du soutien que nous apportons aux communautés chères aux yeux de nos employés et de nos clients.





**Matt Peters**  
*Maritime Electric*

## Rehausser notre engagement envers nos actionnaires

En novembre, le conseil d'administration a tenu des réunions d'engagement des actionnaires à Toronto et à New York. C'était la deuxième année où nous organisons des réunions d'engagement entre membres du conseil d'administration et actionnaires, et dix de nos plus

importants actionnaires y ont participé. Les réunions ont été l'occasion de présenter un aperçu de la stratégie d'affaires de la Société et de tenir une séance de questions et réponses.

## Changements au sein de l'équipe de direction

David G. Hutchens a été nommé au poste de vice-président directeur, exploitation des services publics de l'Ouest, de notre Société, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018. Dans son rôle élargi, M. Hutchens assurera une surveillance sur les activités de FortisBC et de FortisAlberta tout en continuant d'agir à titre de président et chef de la direction d'UNS Energy.

James R. Reid a été nommé au poste de vice-président directeur, chef du contentieux et secrétaire de la Société, à compter du 5 mars 2018. M. Reid était auparavant associé au sein de Davies Ward Phillips & Vineberg LLP, où il a exercé sa profession pendant 20 ans. Avant de se joindre à Fortis, M. Reid entretenait déjà une relation avec la Société depuis 15 ans, nous conseillant en matière de gouvernance d'entreprise, d'opérations sur les marchés financiers et d'acquisitions.

Jocelyn H. Perry a été nommée vice-présidente directrice et chef des finances, à compter du 1<sup>er</sup> juin 2018.

Auparavant, M<sup>me</sup> Perry occupait le poste de présidente et chef de la direction de Newfoundland Power, et elle apporte sa solide éthique de travail et près de 20 ans d'expérience avec le groupe Fortis.

La nomination de M<sup>me</sup> Perry vient combler le vide laissé par le départ à la retraite, en mai 2018, de M. Karl W. Smith, vice-président directeur et chef des finances. M. Smith a passé plus de trois décennies à travailler au sein de Fortis occupant de nombreux rôles dans l'équipe de direction, notamment celui de président et chef de la direction de FortisAlberta et de Newfoundland Power. Nous sommes reconnaissants à M. Smith pour son engagement envers Fortis et nous lui souhaitons de profiter pleinement de sa retraite.

Le 27 novembre 2018, Fortis a ouvert la journée à la Bourse de Toronto (« TSX ») pour souligner plus de 30 ans de négociation en bourse des actions de la Société.

À notre toute première journée en bourse, le cours de l'action de Fortis à la TSX s'est établi à 4,69 \$. En comparaison, le cours de l'action de Fortis a atteint 46,24 \$ le 22 novembre 2018, ce qui représente un rendement total attribuable aux actionnaires de plus de 4 000 % au cours de cette période.





Chaque entreprise de services publics de Fortis fonctionne comme une entreprise distincte dotée de sa propre équipe de direction et de son conseil d'administration.

**Karen Gosse**  
*Fortis*

## Élection des administrateurs

Nous avons accueilli deux nouveaux membres à notre conseil d'administration, M. Paul Bonavia et M<sup>me</sup> Julie Dobson. M. Bonavia possède une vaste expérience au sein des entreprises de services publics; il a notamment été à la tête de notre entreprise de services publics en Arizona avant son acquisition par Fortis en 2014. M<sup>me</sup> Dobson est membre chevronnée de la haute direction possédant une grande expérience dans les secteurs des télécommunications et des services publics.

Nous tenons à souligner la contribution et l'engagement des membres qui quittent le conseil d'administration,

à savoir M. Harry McWatters et M. Ron Munkley. Ils ont siégé au conseil de Fortis pendant dix et huit ans, respectivement. En 2018, les deux hommes ont décidé de prendre leur retraite après avoir atteint l'âge du départ à la retraite pour les administrateurs conformément aux modalités de notre ligne directrice sur la durée du mandat des administrateurs. Nous les remercions tous deux pour leurs remarquables contributions, leurs conseils et leur leadership.

## Le modèle d'affaires unique de Fortis

Quand vous achetez une action de Fortis, vous investissez dans une entreprise de services publics qui s'est dotée d'un modèle d'affaires unique. Un modèle qui selon nous est l'une des principales raisons de notre réussite depuis des décennies.

**Notre modèle est simple : chacune de nos entreprises de services publics exerce ses activités localement**

Ce solide principe oriente toutes nos décisions d'affaires et nos actions.

Notre Société hautement décentralisée se concentre sur l'excellence opérationnelle, l'indépendance financière, des relations avec les organismes de réglementation transparentes et constructives et la prestation de services de premier ordre et fiable à nos clients.

Chaque entreprise de services publics de Fortis fonctionne comme une entreprise distincte dotée de sa propre équipe de direction locale et de son conseil d'administration. Au sein de nos plus importantes entreprises de services publics, la majorité des administrateurs sont indépendants et sont généralement issus de la région desservie par l'entreprise. Une telle

LE MODÈLE DE FORTIS EST L'UN DES PRINCIPAUX FACTEURS DE RÉUSSITE QUI NOUS A PERMIS DE CROÎTRE RAPIDEMENT AU CANADA ET DE PERCER AUX ÉTATS-UNIS.

approche nous permet d'être à l'écoute de nos clients et des organismes de réglementation locaux.

Le modèle de Fortis est l'un des principaux facteurs de réussite qui nous a permis de croître rapidement au Canada et de percer aux États-Unis. Nous nous sommes engagés à conserver nos activités à l'échelle locale et nous avons tenu parole.

Une entreprise de services publics de Fortis a également l'avantage de faire partie d'une grande société. Nous partageons nos pratiques exemplaires, tirons des leçons de l'expérience des autres entreprises et disposons d'un réseau de soutien en cas de besoin.



NOUS POURSUIVONS NOS EFFORTS CIBLÉS  
AFIN D'ACCOMPLIR UN EXCELLENT TRAVAIL  
POUR NOS CLIENTS, NOS ACTIONNAIRES  
ET NOS COMMUNAUTÉS.

---

---

## UN AVENIR PROMETTEUR NOUS ATTEND

---

Nous remercions nos 8 800 employés pour avoir fait de 2018 une année couronnée de succès. Nous poursuivons nos efforts ciblés afin d'accomplir un excellent travail pour nos clients, nos actionnaires et nos communautés.

Au cours des années à venir, nous continuerons de tirer profit de notre modèle d'affaires unique, de nous concentrer sur la réalisation de nos programmes d'investissement et d'accroître notre bénéfice ainsi que nos dividendes. Nous sommes plus que jamais convaincus du potentiel de votre Société.

Au nom du conseil d'administration,

Le président du conseil  
d'administration,  
Fortis Inc.



Douglas J. Haughey

Le président et  
chef de la direction,  
Fortis Inc.

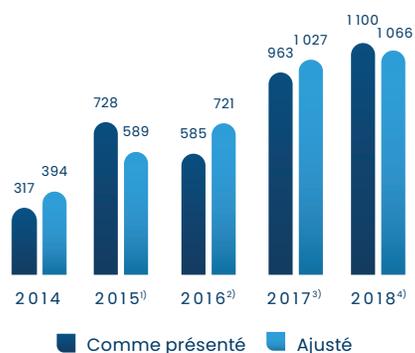


Barry V. Perry

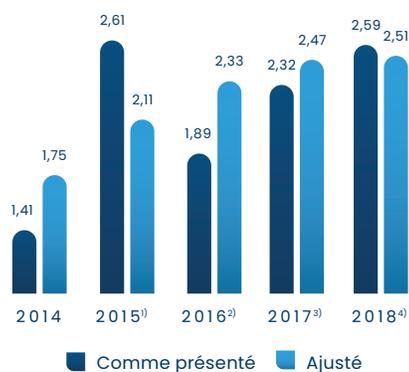


## Faits saillants financiers

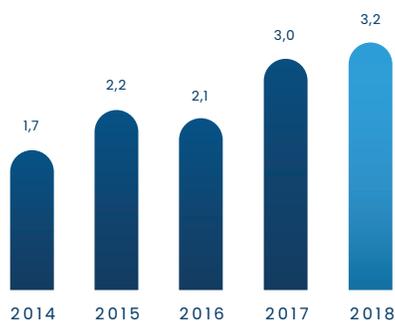
### BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES (M\$)



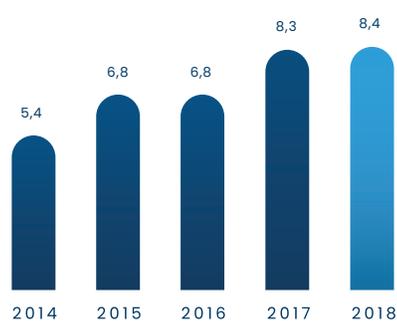
### BÉNÉFICE DE BASE PAR ACTION ORDINAIRE (\$)



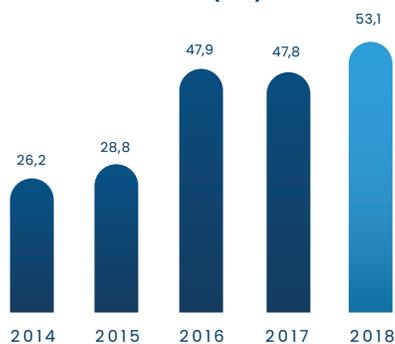
### DÉPENSES D'INVESTISSEMENT (G\$)



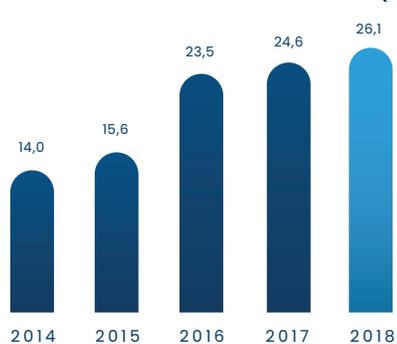
### PRODUITS (G\$)



### ACTIF (G\$)



### BASE TARIFAIRE DE MI-EXERCICE (G\$)



1) La contribution d'UNS Energy pour un exercice complet, l'achèvement de l'Expansion Waneta et les gains tirés de la vente d'actifs non essentiels ont influé sur les résultats. Le bénéfice net ajusté ne tient compte ni des gains sur la vente d'actifs non essentiels ni des autres éléments non liés à l'exploitation.

2) L'accroissement découlant de l'acquisition d'ITC en octobre 2016 et d'Aitken Creek en avril 2016, ainsi que les coûts liés à l'acquisition connexes ont influé sur les résultats. Le bénéfice net ajusté ne tient compte ni des coûts liés à l'acquisition ni des autres éléments non liés à l'exploitation.

3) La contribution d'ITC et d'Aitken Creek pour un exercice complet a influé sur les résultats. Le bénéfice net ajusté ne tient compte ni de l'incidence de la réforme fiscale américaine ni des autres éléments non liés à l'exploitation.

4) Les résultats ont subi l'incidence continue de la réforme fiscale américaine et d'une baisse du supplément incitatif au titre de l'indépendance pour ITC. Le bénéfice net ajusté exclut certains éléments non liés à l'exploitation.

Toute l'information financière est exprimée en dollars canadiens. L'information couvre les exercices clos les 31 décembre.

## Activités très réglementées, peu risquées et diversifiées

### ACTIVITÉS RÉGLEMENTÉES

	CLIENTS			DEMANDE DE POINTE		VENTES D'ÉLECTRICITÉ (GWh)	VOLUMES DE GAZ (PJ)	BÉNÉFICE (M\$)	ACTIF TOTAL (G\$)	2019 <sup>1</sup>	
	ÉLECTRICITÉ (NOMBRE)	GAZ (NOMBRE)	EMPLOYÉS (NOMBRE)	ÉLECTRICITÉ (MW)	GAZ (TJ)					BASE TARIFAIRE DE MI-EXERCICE (G\$)	PRO-GRAMME D'INVESTISSEMENT (M\$)
ITC <sup>2</sup>	–	–	692	23 634	–	–	–	361	19,8	8,5	865
UNS Energy	522 000	158 000	2 049	3 107	93	17 406	13	293	10,2	5,3	1 076
Central Hudson	300 000	80 000	1 014	1 114	153	5 118	24	74	3,7	1,8	280
FortisBC <sup>3</sup>	176 000	1 030 000	2 371	663	1 353	3 250	212	211	9,0	5,8	619
FortisAlberta	564 000	–	1 110	2 743	–	17 154	–	120	4,7	3,6	414
Autres entreprises d'électricité <sup>4</sup>	460 000	–	1 440	2 034	–	9 292	–	105	4,1	2,9	418
<b>Total</b>	<b>2 022 000</b>	<b>1 268 000</b>	<b>8 676</b>	<b>33 295</b>	<b>1 599</b>	<b>52 220</b>	<b>249</b>	<b>1 164</b>	<b>51,5</b>	<b>27,9</b>	<b>3 672</b>

1) Prévisions

2) Les données reflètent 100 % des activités d'ITC, sauf le bénéfice qui représente la participation de 80,1 % de la Société.

3) Comprend FortisBC Energy et FortisBC Electric.

4) Les données reflètent 100 % des activités des entreprises de services publics dans les Caraïbes, sauf le bénéfice qui représente la participation de 60 % de la Société. Comprend également Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, la participation en actions de 39 % de la Société dans la société en commandite Wataynikanayap Power, Fortis Turks and Caicos et la participation en actions de 33 % dans Belize Electricity.

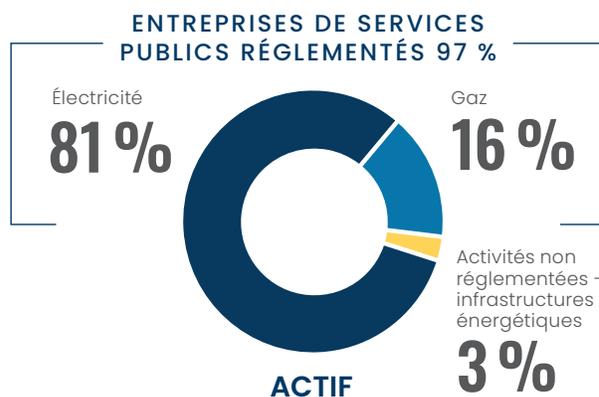
### ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

	CAPACITÉ DE PRODUCTION (MW)	EMPLOYÉS (NOMBRE)	VENTES D'ÉNERGIE (GWh)	BÉNÉFICE (M\$)	ACTIF TOTAL (G\$)	2019 <sup>1</sup> PROGRAMME D'INVESTISSEMENT (M\$)
Infrastructures énergétiques <sup>2</sup>	386	65	853	72	1,5	28
Siège social	–	59	–	(136)	0,1	–

1) Prévisions

2) Comprend des investissements en Colombie-Britannique et au Belize.

ACTIF TOTAL DE **53 MILLIARDS \$**  
AU 31 DÉCEMBRE 2018







Faire de nos clients une priorité. Cultiver une équipe diversifiée de leaders. Protéger le monde qui nous entoure. Mettre l'accent sur ce qui compte réellement, année après année, a permis à Fortis de devenir l'une des sociétés de services publics présentant le risque le plus faible en Amérique du Nord et de procurer des rendements supérieurs à ses actionnaires depuis plus de 20 ans.

## Table des matières

Informations prospectives.....	24
Aperçu de la Société.....	26
Stratégie de la Société.....	28
Tendances, occasions et risques principaux.....	28
Sommaire des faits saillants financiers.....	30
Résultats d'exploitation consolidés.....	31
Résultats d'exploitation sectoriels.....	34
Entreprises de services publics réglementés.....	34
ITC.....	34
UNS Energy.....	35
Central Hudson.....	35
FortisBC Energy.....	36
FortisAlberta.....	36
FortisBC Electric.....	37
Autres entreprises d'électricité.....	37
Activités non réglementées.....	38
Infrastructures énergétiques.....	38
Siège social et autres.....	38
Faits saillants en matière de réglementation.....	39
Situation financière consolidée.....	41
Situation de trésorerie et sources de financement.....	42
Sommaire des flux de trésorerie consolidés.....	42
Obligations contractuelles.....	43
Structure du capital.....	44
Notations.....	45
Programme d'investissement.....	45
Occasions d'investissements additionnels.....	49
Besoins en flux de trésorerie.....	49
Facilités de crédit.....	50
Arrangements hors bilan.....	50
Gestion des risques d'affaires.....	51
Changements de méthodes comptables.....	60
Futures prises de position faisant autorité en comptabilité.....	61
Instruments financiers.....	62
Estimations comptables critiques.....	64
Transactions entre parties liées et intersociétés.....	67
Principales informations financières annuelles.....	68
Résultats du quatrième trimestre.....	69
Sommaire des résultats trimestriels.....	70
Évaluation par la direction des contrôles et procédures de communication de l'information et des contrôles internes à l'égard de l'information financière.....	71
Perspectives.....	72
Données sur les actions en circulation.....	72

En date du 14 février 2019

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. Il doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés audités et les notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (les « états financiers annuels de 2018 »). L'information financière 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.

## INFORMATIONS PROSPECTIVES

*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, laquelle comprend, sans s'y limiter : le respect des conditions et du calendrier prévu en ce qui a trait à la clôture de la vente de la participation de la Société dans le projet hydroélectrique de l'Expansion Waneta; les dépenses d'investissement prévues de la Société pour la période allant de 2019 à 2023 et les sources potentielles de financement du programme d'investissement; la base tarifaire prévue de la Société pour la période allant de 2019 à 2023; l'attente selon laquelle l'investissement favorisera la croissance du bénéfice et des dividendes; l'attente selon laquelle la Société et ses filiales conserveront un accès raisonnable à des capitaux à long terme en 2019; la cible de croissance annuelle moyenne du dividende jusqu'en 2023; le calendrier de paiement d'un remboursement lié à la plainte relative aux suppléments incitatifs d'ITC et l'attente selon laquelle la décision n'aura pas une incidence significative sur le bénéfice ou les flux de trésorerie de la Société; le moment prévu du dépôt des demandes réglementaires et de la réception et de l'issue des décisions réglementaires; la nature, le calendrier, les avantages, 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 34,5 kv à 69 kv d'ITC, l'unité de production de gaz naturel Gila River 2 d'UNS Energy, le projet de ligne de transport méridionale et le projet éolien du Nouveau-Mexique, le projet d'agrandissement de l'usine de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Tilbury de FortisBC Energy, le projet de mise à niveau du réseau à moyenne pression de la vallée du bas Fraser, le projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre, le projet sur les capacités de gestion de l'intégrité du réseau de transport, le projet Wataynikaneyap Transmission Power et d'autres projets allant au-delà du programme d'investissement de base; l'attente selon laquelle les charges d'exploitation et les charges d'intérêts des filiales seront payées à même les flux de trésorerie d'exploitation des filiales; l'attente 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; l'attente 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; l'attente selon laquelle les besoins en liquidités de Fortis pour soutenir les programmes d'investissement des filiales et financer les acquisitions seront pourvus grâce à une combinaison d'emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société, du produit des émissions d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et de titres*

## Rapport de gestion

---

*d'emprunt à long terme et du produit de la vente d'actifs secondaires; les échéances et les remboursements de la dette à échéance fixe consolidée prévus en 2019 et au cours des cinq prochains exercices; l'attente selon laquelle la Société et ses filiales continueront de respecter les clauses restrictives de leur dette au cours de 2019 et l'attente selon laquelle l'adoption de prises de position futures faisant autorité en comptabilité n'aura pas d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la Société.*

*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 approbations réglementaires applicables et des ordonnances tarifaires demandées, la réception d'aucune décision réglementaire défavorable significative, et la prévision d'une stabilité réglementaire; aucun dépassement significatif des budgets de dépenses d'investissement 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 d'investissement; des liquidités et des sources de financement suffisantes; le maintien de mécanismes réglementaires approuvés permettant de transférer les coûts 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 significative 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 le résultat des établissements à l'étranger de la Société; la maintenance constante de l'infrastructure de technologie de l'information et l'absence d'atteinte significative à la cybersécurité; le maintien de relations favorables avec les peuples autochtones; 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 significatif 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 Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Les principaux risques pour 2019 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; le risque associé à l'incidence d'une conjoncture économique moins favorable sur les résultats d'exploitation de la Société; le risque associé à la réalisation du programme d'investissement de la Société pour 2019 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 d'investissement et les acquisitions et rembourser la dette au fur et à mesure des échéances.*

*Toutes les informations prospectives du rapport de gestion sont fournies en date des présentes, et 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, ni pour toute autre raison.*

## APERÇU DE LA SOCIÉTÉ



Jocelyn Perry, Vice-présidente directrice,  
chef des finances, Fortis Inc.

Fortis, dont les produits pour l'exercice 2018 ont été de 8,4 milliards \$ et dont le total de l'actif s'élevait à 53 milliards \$ au 31 décembre 2018, compte parmi les plus importantes entreprises de services publics réglementés dans le secteur de l'électricité et du gaz en Amérique du Nord. Au total, 8 800 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 2018, les réseaux d'électricité de la Société ont répondu à une demande de pointe combinée de 33 295 mégawatts (« MW ») et ses réseaux de distribution de gaz ont répondu à une demande de pointe quotidienne de 1 599 térajoules.

Les activités de services publics, qui constituent le principal secteur d'activité de la Société, sont très réglementées, et son bénéfice 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 aux clients de façon à permettre un recouvrement raisonnable, 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 de recouvrer de manière prudente les coûts engagés et de réaliser le taux de rendement des capitaux propres ordinaires (« RCP ») ou le taux de rendement lié aux actifs sur la base tarifaire (« RABT »), approuvés par l'organisme de réglementation, pourrait dépendre de la réalisation des prévisions établies dans le processus d'établissement des tarifs. Si une année témoin historique est utilisée pour établir les tarifs facturés aux clients, 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 aux clients. 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) l'évolution du nombre de clients et de la composition de la clientèle; v) les écarts entre les charges réelles engagées et les charges prévues utilisées pour déterminer les besoins en 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.

Les entités au sein des secteurs à présenter qui suivent fonctionnent sur une base essentiellement autonome.

## Entreprises de services publics réglementés

### ITC

Entreprise qui englobe principalement ITC Holdings Corp., ITC Investment Holdings Inc. 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. Fortis détient une participation de 80,1 % dans ITC, et une société affiliée de GIC Private Limited détient une participation minoritaire de 19,9 %.

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.

### UNS Energy

Entreprise qui englobe UNS Energy Corporation, qui comprend principalement Tucson Electric Power Company (« TEP »), UNS Electric, Inc. (« UNS Electric ») et UNS Gas, Inc. (« UNS Gas »).

TEP, la plus importante filiale en exploitation d'UNS Energy, et UNS Electric sont des entreprises de services publics réglementés d'électricité intégrées verticalement. Elles produisent et transportent de l'électricité, qu'elles distribuent à environ 522 000 clients de détail dans le sud-est de l'Arizona, y compris dans la grande région métropolitaine de Tucson, dans le comté de Pima, dans certaines zones du comté de Cochise, de même que dans les comtés de Santa Cruz et de Mohave. TEP vend également de l'électricité à d'autres entités situées dans l'ouest des États-Unis. Ensemble, TEP et UNS Electric possèdent une capacité de production de 3 377 MW, y compris 57 MW de capacité de production d'énergie solaire. Plusieurs des actifs de production dans lesquels elles détiennent une participation sont détenus en propriété conjointe.

UNS Gas est une entreprise de services publics réglementés de distribution de gaz qui sert environ 158 000 clients de détail dans les comtés de Mohave, de Yavapai, de Coconino, de Navajo et de Santa Cruz, en Arizona.

## Central Hudson

Englobe principalement CH Energy Group, Inc. et Central Hudson Gas & Electric Corporation. Central Hudson est une entreprise de services publics réglementés de transport et de distribution d'électricité et de gaz qui sert 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. Elle détient une capacité de production hydroélectrique et alimentée au gaz totalisant 64 MW.

## FortisBC Energy

Comprend principalement FortisBC Energy Inc., la plus importante société réglementée de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique, qui fournit des services de transport et de distribution à environ 1 030 000 clients dans plus de 135 communautés. FortisBC Energy achète du gaz naturel qui provient surtout de la région nord-est de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, en vue de sa revente à la majeure partie de ses clients.

## FortisAlberta

FortisAlberta Inc. est une entreprise de services publics réglementés de distribution d'électricité qui exerce ses activités dans une importante partie du sud et du centre de l'Alberta, où elle sert quelque 564 000 clients. La société ne fait pas la vente directe d'électricité.

## FortisBC Electric

Comprend principalement FortisBC Inc., entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée qui exerce ses activités dans la région intérieure sud de la Colombie-Britannique et qui sert directement et indirectement environ 176 000 clients. Elle possède quatre centrales hydroélectriques dont la puissance combinée s'élève à 225 MW. La société fournit également des services d'exploitation, de maintenance et de gestion relativement à quatre centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique appartenant à des tiers et à la centrale hydroélectrique Expansion Waneta de 335 MW (l'« Expansion Waneta »), dans laquelle Fortis détient indirectement une participation donnant le contrôle de 51 %.

## Autres entreprises d'électricité

Comprennent les entreprises de services publics de l'est du Canada et des Caraïbes suivantes : Newfoundland Power Inc. (« Newfoundland Power »); Maritime Electric Company, Limited (« Maritime Electric »); FortisOntario Inc. (« Fortis Ontario »); une participation de 39 % en actions dans la société en commandite Wataynikaneyap Power (« société en commandite Wataynikaneyap »); une participation donnant le contrôle d'environ 60 % dans Caribbean Utilities Company, Ltd. (« Caribbean Utilities »); FortisTCl Limited et Turks and Caicos Utilities Limited (collectivement « FortisTCl »); et une participation de 33 % en actions dans Belize Electricity Limited (« BEL »).

En janvier 2019, Fortis a réduit sa participation en actions dans la société en commandite Wataynikaneyap, portant son pourcentage de participation de 49 % à 39 % afin de faciliter l'inclusion de deux autres collectivités des Premières Nations dans la société en commandite Wataynikaneyap.

Newfoundland Power est une entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de la partie insulaire de Terre-Neuve-et-Labrador, où elle sert environ 268 000 clients. La société possède une capacité de production de 139 MW, dont 97 MW d'origine hydroélectrique. Maritime Electric est une entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.), où elle sert quelque 81 000 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 24 collectivités des Premières Nations et Fortis, dont le mandat est de relier des collectivités des Premières Nations éloignées au réseau électrique de l'Ontario au moyen de l'installation de nouvelles lignes de transport (le « projet Wataynikaneyap Transmission Power »).

Caribbean Utilities est une entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée et l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, où elle sert environ 30 000 clients. Elle possède une capacité de production au diesel de 161 MW. FortisTCl comprend deux entreprises de services publics réglementés d'électricité intégrées qui possèdent une capacité de production au diesel de 91 MW et fournissent de l'électricité à quelque 15 000 clients dans certaines îles Turks et Caïcos. BEL est une entreprise 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 »). Les actifs de production en Colombie-Britannique comprennent la participation de la Société dans l'Expansion Waneta, dont la production est vendue à British Columbia Hydro and Power Authority (« BC Hydro ») et à FortisBC Electric en vertu de contrats d'achat d'électricité (« CAE ») 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 indirecte entièrement détenue de la Société. La production est vendue à BEL en vertu de CAE de 50 ans. Fortis détient une participation indirecte 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 de 77 milliards de pieds cubes.

En janvier 2019, la Société a conclu une entente définitive avec Columbia Power Corporation (« CPC ») et Columbia Basin Trust (« CBT ») visant la vente de sa participation de 51 % dans l'Expansion Waneta pour environ 1 milliard \$. CPC et CBT, toutes deux entièrement détenues par le gouvernement de la Colombie-Britannique, sont les partenaires de la Société et détiennent conjointement 49 % de l'Expansion Waneta. Fortis prévoit que la transaction sera conclue au deuxième trimestre de 2019, sous réserve du respect des conditions de clôture habituelles. FortisBC Electric continuera d'exploiter la centrale Expansion Waneta et d'acheter son excédent de capacité.

## Siège social et autres

Secteur qui regroupe les éléments de charges et de produits qui ne sont pas précisément liés à un secteur à présenter, de même que les activités qui se trouvent sous le seuil requis pour être présentées en tant que secteur distinct, y compris le montant net des charges du siège social de Fortis et de la société de portefeuille non réglementée FortisBC Holdings Inc. (« FHI »).

## STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

Fortis s'efforce de fournir à ses clients un service énergétique sûr, fiable et économique utilisant des pratiques durables 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.

Les principales mesures de la performance financière sont le bénéfice par action ordinaire et le rendement total pour l'actionnaire. Au cours de la période de dix exercices close le 31 décembre 2018, le bénéfice par action ordinaire de Fortis s'est accru à un taux de croissance annuel composé de 5,2 %. Pour la même période, Fortis a dégagé pour ses actionnaires un rendement total annualisé moyen de 10,5 %, 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 7,2 % et 7,9 % pour la même période.

Fortis est résolue à générer 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'exploitation autonome 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. Malgré 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 occasions d'investissement dans de nouvelles sources de production, y compris à partir du gaz naturel, de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne, ainsi que 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 participent activement à saisir les occasions qui se présentent.

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 performantes; 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 incertain sont des facteurs qui incitent à améliorer les systèmes de sécurité physique et de cybersécurité.

Par ailleurs, l'engagement envers 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 jouer un rôle actif dans les 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. Cela donne l'occasion aux entreprises de services publics de démontrer qu'elles sont 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 position pour profiter des occasions qu'ils créeront. 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 proposer des solutions que ses entreprises 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 d'affaires de la Société. Fortis est bien positionnée pour maintenir des relations constructives avec les organismes de réglementation 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 envers un service sûr et fiable, l'excellence opérationnelle et des relations positives avec la clientèle est aussi important pour assurer 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.

Toutes les entreprises de services publics réglementés de la Société continuent de respecter activement leurs obligations envers chacun de leurs organismes de réglementation et s'attachent à maintenir avec eux des relations constructives 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 croissance de la base tarifaire

Le programme d'investissement sur cinq ans de la Société, d'un montant de 17,3 milliards \$, devrait accroître la base tarifaire pour la faire passer de 26,1 milliards \$ en 2018 à environ 32,0 milliards \$ en 2021 et à 35,5 milliards \$ en 2023, ce qui se traduit par un taux de croissance annuel composé sur trois ans et sur cinq ans de 7,1 % et de 6,3 %, respectivement. 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, selon des termes allant de 5 ans à 40 ans. Au 31 décembre 2018, 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 929 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 5,2 milliards \$, dont quelque 3,9 milliards \$ étaient inutilisés au 31 décembre 2018. Étant donné leurs notations et leur structure du capital actuelles, la Société et ses filiales prévoient conserver un accès raisonnable à des capitaux à long terme en 2019.

En décembre 2018, Fortis a déposé un prospectus préalable de base simplifié et rétabli son programme d'actions ordinaires au cours du marché. Pour en savoir plus, voir la rubrique Besoins en flux de trésorerie du présent rapport de gestion.

## Hausse du dividende

Le dividende par action ordinaire versé en 2018 a augmenté, atteignant 1,725 \$. Au quatrième trimestre de 2018, Fortis a haussé de 5,9 % le dividende trimestriel par action ordinaire, le portant à 0,45 \$ par trimestre, ou 1,80 \$ sur une base annualisée. Ainsi, la Société poursuit sa tradition de hausse du dividende annualisé versé aux actionnaires ordinaires pour une 45<sup>e</sup> année de suite.

Fortis a aussi prolongé sa prévision pour le dividende, visant jusqu'en 2023 une croissance annuelle moyenne du dividende par action ordinaire de 6 %. Cette prévision tient compte de nombreux facteurs, y compris la prévision de décisions raisonnables pour les instances réglementaires visant ses entreprises de services publics, le succès de son programme d'investissement de 17,3 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.

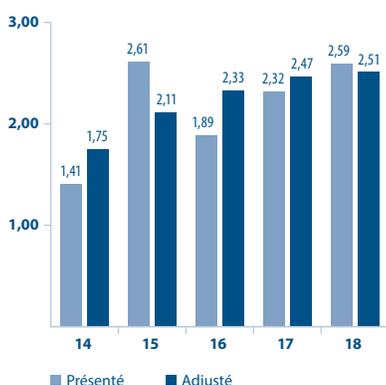
## SOMMAIRE DES FAITS SAILLANTS FINANCIERS

Pour les exercices clos les 31 décembre

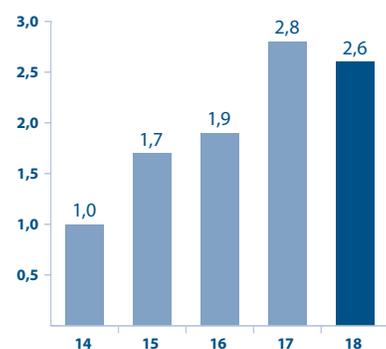
	2018	2017	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	<b>1 100</b>	963	137
Bénéfice de base par action ordinaire (en \$)	<b>2,59</b>	2,32	0,27
Bénéfice de base par action ordinaire ajusté (en \$) <sup>1</sup>	<b>2,51</b>	2,47	0,04
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	<b>424,7</b>	415,5	9,2
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation (en milliards \$)	<b>2,6</b>	2,8	(0,2)
Dividendes versés par action ordinaire (en \$)	<b>1,725</b>	1,625	0,10
Total de l'actif (en milliards \$)	<b>53,1</b>	47,8	5,3
Dépenses d'investissement (en milliards \$)	<b>3,2</b>	3,0	0,2
Placement de titres d'emprunt à long terme (en milliards \$)	<b>1,6</b>	2,5	(0,9)

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

### Bénéfice de base par action ordinaire (\$)



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



### Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

Fortis a dégagé un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1 100 millions \$ en 2018, comparativement à 963 millions \$ en 2017. Cette hausse s'explique par la croissance des activités réglementées et non réglementées, ainsi que par la diminution de la charge d'impôt. La diminution de la charge d'impôt sur le résultat est principalement attribuable à une charge non récurrente en 2017 découlant de la réforme fiscale américaine, ainsi qu'aux incidences fiscales positives associées à la décision de présenter une déclaration de revenus d'État consolidée et à la désignation d'actifs comme détenus en vue de la vente en 2018. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par plusieurs éléments distincts comptabilisés en 2017, y compris les profits latents résultant de l'évaluation à la valeur de marché de dérivés, une indemnité de rupture d'un accord d'acquisition et un profit de change latent sur un prêt d'une société affiliée. En 2018, le bénéfice a aussi été atténué par l'incidence continue de la réforme fiscale américaine, qui est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018, et par la réduction du supplément incitatif lié au rendement des capitaux propres d'ITC, qui est entrée en vigueur en avril 2018.

### Bénéfice de base par action ordinaire

Le bénéfice de base par action ordinaire a été de 2,59 \$ en 2018, comparativement à 2,32 \$ en 2017. 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 résultant principalement du régime de réinvestissement des dividendes de la Société.

### Bénéfice par action ordinaire ajusté

Le bénéfice par action ordinaire ajusté a été de 2,51 \$ en 2018, soit une hausse de 0,04 \$ par rapport à 2017. Cette hausse est liée à la croissance de la base tarifaire des filiales réglementées de la Société, au rendement solide d'Aitken Creek et à une baisse du taux d'imposition effectif. La hausse a été partiellement contrebalancée par l'incidence continue de la réforme fiscale américaine, l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions en circulation décrite précédemment et l'incidence de la réduction du supplément incitatif au titre du RCP d'ITC.

### Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont atteint 2,6 milliards \$ en 2018, soit une baisse de 0,2 milliard \$ par rapport à 2017. La baisse des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation s'explique surtout par une diminution du bénéfice en trésorerie attribuable à ITC en raison de la réforme fiscale américaine et par des variations défavorables des comptes de report réglementaires à long terme.

## Dividendes

Le dividende versé par action ordinaire en 2018 a augmenté, atteignant 1,725 \$, soit une hausse de 5,9 %, par rapport à 2017, où il était de 1,625 \$. Au quatrième trimestre de 2018, Fortis a haussé de 5,9 % le dividende trimestriel par action ordinaire, le portant à 0,45 \$.

## Total de l'actif

Le total de l'actif a augmenté d'environ 11 %, s'établissant à 53,1 milliards \$ à la fin de 2018, comparativement à 47,8 milliards à la fin de 2017. Cette croissance est attribuable aux investissements continus dans l'infrastructure énergétique des entreprises de services publics réglementés et à l'effet de change favorable associé à la conversion des actifs libellés en dollars américains.

## Dépenses d'investissement

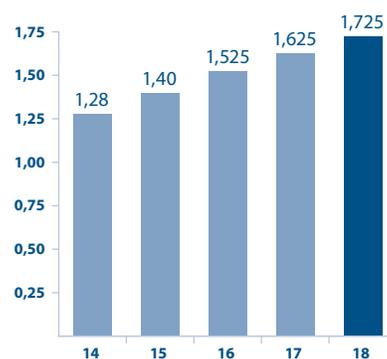
Les dépenses d'investissement consolidées se sont élevées à 3,2 milliards \$ en 2018, par rapport à 3,0 milliards \$ en 2017. Le total des dépenses pour 2018 est conforme aux prévisions établies dans le rapport de gestion de l'exercice précédent. Pour en savoir plus sur le programme d'investissement 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

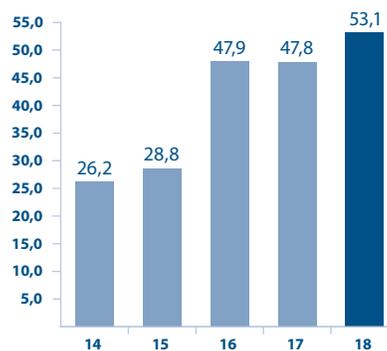
Les entreprises de services publics réglementés de la Société ont mobilisé environ 1,6 milliard \$ en contractant une dette à long terme en 2018, à l'appui essentiellement des investissements et des remboursements réguliers sur la dette.

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.

## Dividende versé par action ordinaire (\$)



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



## RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2018	2017	Écart
Produits	8 390	8 301	89
Coûts de l'approvisionnement énergétique	2 495	2 361	134
Charges d'exploitation	2 287	2 250	37
Amortissements	1 243	1 179	64
Autres produits, montant net	60	116	(56)
Charges financières	974	914	60
Charge d'impôt sur le résultat	165	588	(423)
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 286</b>	<b>1 125</b>	<b>161</b>
<b>Bénéfice net attribuable aux :</b>			
Participations ne donnant pas le contrôle	120	97	23
Actionnaires privilégiés	66	65	1
Actionnaires ordinaires	1 100	963	137
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 286</b>	<b>1 125</b>	<b>161</b>
Bénéfice de base par action ordinaire	2,59	2,32	0,27

## Produits

L'augmentation des produits est principalement attribuable à la hausse des ventes d'électricité, due à une augmentation de la capacité d'UNS Energy, et au transfert dans les tarifs facturés aux clients de la hausse globale du coût des produits de base achetés. L'augmentation a été en partie contrebalancée par : i) l'économie attribuable à la baisse de la charge d'impôt sur le résultat par suite de la réforme fiscale américaine, qui a fait passer le taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis de 35 % à 21 % avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2018; ii) les ajustements à la valeur de marché de contrats dérivés liés au gaz naturel d'Aitken Creek, qui ont donné lieu à une perte latente de 10 millions \$ en 2018 comparativement à un profit latent net de 26 millions \$ en 2017; et iii) un changement de la présentation de certains produits, qui sont maintenant comptabilisés sur une base nette, en raison de l'adoption de l'Accounting Standards Codification (« ASC ») Topic 606, *Revenue from Contracts with Customers* en 2018.

## Coûts de l'approvisionnement énergétique

La hausse des coûts de l'approvisionnement énergétique résulte principalement de la hausse globale du coût des produits de base attribuable à UNS Energy par suite d'une augmentation de la capacité. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par une diminution du coût du gaz naturel et une baisse des volumes de vente de gaz par FortisBC Energy.

## Charges d'exploitation

L'augmentation des charges d'exploitation est surtout attribuable aux hausses générales dues à l'inflation et aux dépenses liées au personnel et 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 d'un accord d'acquisition en 2017. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par le changement de la présentation des produits expliqué précédemment.

## Amortissements

L'augmentation des amortissements s'explique surtout par les investissements réguliers dans les infrastructures énergétiques des entreprises de services publics réglementés de la Société.

## Autres produits, montant net

La diminution des autres produits, déduction faite des charges, est principalement attribuable à un profit de change latent non récurrent de 21 millions \$ sur le prêt d'une société affiliée libellé en dollars américains en 2017, et au règlement favorable de questions liées à UNS Energy relativement aux remboursements au titre des coûts de transport ordonnés par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») en 2017. La baisse reflète aussi les pertes liées à des contrats de change en 2018 et la baisse de la composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (la « PFUPC ») de FortisBC Energy.

## Charges financières

L'augmentation des charges financières est surtout attribuable à la hausse de la dette globale en vue de soutenir les programmes d'investissement.

## Charge d'impôt sur le résultat

La baisse de la charge d'impôt sur le résultat est attribuable à la diminution du taux d'imposition effectif qui découle principalement de la réforme fiscale américaine. Ont également contribué à cette baisse l'incidence favorable d'une réévaluation non récurrente de 30 millions \$ des passifs d'impôt différé de la Société en 2018, qui découlait de sa décision de présenter une déclaration de revenus d'État consolidée, et l'incidence de l'impôt différé lié aux actifs détenus en vue de la vente.

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

L'augmentation du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'explique par la croissance des activités réglementées et non réglementées et par une diminution de la charge d'impôt sur le résultat. La diminution de la charge d'impôt sur le résultat est principalement attribuable à une charge non récurrente de 146 millions \$ en 2017 liée à la réforme fiscale américaine, ainsi qu'à une hausse de l'économie d'impôt sur le résultat pour le secteur Siège social en 2018. La hausse de l'économie d'impôt s'explique par la réévaluation des passifs d'impôt différé de la Société par suite de sa décision de présenter une déclaration de revenus d'État consolidée et par l'incidence de l'impôt différé lié aux actifs détenus en vue de la vente.

Ces augmentations sont partiellement contrebalancées par : i) une baisse du bénéfice associée à une variation défavorable, de 36 millions \$, de l'évaluation à la valeur de marché de contrats dérivés liés au gaz naturel d'Aitken Creek; ii) la hausse des charges du secteur Siège social, en raison principalement de la réception, en 2017, d'une indemnité de rupture de 24 millions \$, déduction faite des coûts de transaction connexes, relative à la résiliation d'un accord d'acquisition; iii) un profit de change latent non récurrent de 21 millions \$ sur le prêt d'une société affiliée libellé en dollars américains en 2017; et iv) les remboursements au titre des coûts de transport ordonnés par la FERC.

Le bénéfice par action ordinaire a augmenté de 0,27 \$ 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 résultant du régime de réinvestissement des dividendes de la Société.

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

Fortis utilise deux 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. Ces éléments d'ajustement pourraient ne pas être comparables à des ajustements semblables présentés par d'autres sociétés. Les mesures des PCGR des États-Unis les plus directement comparables 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, auxquels sont ajoutés ou desquels sont retranchés des éléments que la direction exclut de son évaluation de la performance opérationnelle sous-jacente de l'entreprise pour les périodes présentées, et afin de soutenir la planification et la prévision de résultats d'exploitation futurs. Au quatrième trimestre de 2018, la Société a décidé d'exclure les ajustements à la valeur de marché de contrats dérivés liés au gaz naturel d'Aitken Creek de ses mesures non conformes aux PCGR des États-Unis, étant donné que cet élément est exclu de l'évaluation faite par la direction de la performance opérationnelle sous-jacente du secteur Infrastructures énergétiques. Le bénéfice de base par action ordinaire ajusté est calculé en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

Le rapprochement des mesures non conformes aux PCGR des États-Unis est présenté ci-dessous.

### Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR des États-Unis

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$, sauf les données par action ordinaire)

	2018	2017	Écart
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>1 100</b>	963	137
<b>Éléments d'ajustement :</b>			
Réforme fiscale américaine <sup>1</sup>	-	146	(146)
Profit (perte) latent(e) résultant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés <sup>2</sup>	10	(26)	36
Décision de présenter une déclaration de revenus d'État consolidée <sup>3</sup>	(30)	-	(30)
Actifs détenus en vue de la vente <sup>3</sup>	(14)	-	(14)
Indemnité de rupture liée à un accord d'acquisition <sup>4</sup>	-	(24)	24
Profit de change latent <sup>5</sup>	-	(21)	21
Remboursements au titre des coûts de transport ordonnés par la FERC <sup>6</sup>	-	(11)	11
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté</b>	<b>1 066</b>	1 027	39
Bénéfice de base par action ordinaire ajusté (en \$)	<b>2,51</b>	2,47	0,04
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	<b>424,7</b>	415,5	9,2

<sup>1</sup> Réévaluation non récurrente des actifs et des passifs d'impôt différé découlant de la réforme fiscale américaine (ITC – 91 millions \$; UNS Energy – 5 millions \$, Central Hudson – 2 millions \$ et Siège social et autres – 48 millions \$).

<sup>2</sup> Représente les différences temporaires relatives à la comptabilisation à la valeur de marché de contrats dérivés liés au gaz naturel d'Aitken Creek, inclus dans le secteur Infrastructures énergétiques.

<sup>3</sup> Réévaluation des passifs d'impôt différé, inclus dans le secteur Siège social et autres.

<sup>4</sup> Relativement à la résiliation d'un accord visant une acquisition, inclus dans le secteur Siège social et autres.

<sup>5</sup> Profit de change latent non récurrent sur le prêt d'une société affiliée, inclus dans le secteur Siège social et autres.

<sup>6</sup> Règlement favorable de questions liées à UNS Energy relativement aux dépôts de l'exercice précédent exigés par la FERC

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION SECTORIELS

### Bénéfice net sectoriel attribuable aux actionnaires ordinaires

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2018	2017	Écart
<b>Entreprises de services publics réglementés</b>			
ITC	361	272	89
UNS Energy	293	270	23
Central Hudson	74	70	4
FortisBC Energy	155	154	1
FortisAlberta	120	120	–
FortisBC Electric	56	55	1
Autres entreprises d'électricité	105	98	7
<b>Activités non réglementées</b>			
Infrastructures énergétiques	72	94	(22)
Siège social et autres	(136)	(170)	34
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>1 100</b>	<b>963</b>	<b>137</b>

L'analyse des résultats financiers des secteurs à présenter de la Société figure ci-après. Une analyse des principales décisions et demandes réglementaires se rapportant aux entreprises de services publics 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 d'entreprises de services publics réglementés. En 2018, le bénéfice tiré des entreprises de services publics réglementés a représenté environ 94 % (2017 – 92 %) du bénéfice que la Société a tiré de ses secteurs opérationnels, 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 2018 (31 décembre 2017 – 97 %).

## ITC

### Faits saillants financiers<sup>1</sup>

	2018	2017	Écart
Taux de change moyen \$ US/\$ CA <sup>2</sup>	1,30	1,30	–
Produits (en millions \$)	1 504	1 575	(71)
Bénéfice (en millions \$)	361	272	89

<sup>1</sup> Les produits représentent la totalité d'ITC, alors que le bénéfice représente la participation donnant le contrôle de 80,1 % de la Société dans ITC et reflète les ajustements de consolidation de la répartition du prix d'achat.

<sup>2</sup> La monnaie de présentation d'ITC est le dollar américain.

### Produits

La diminution des produits s'explique principalement par le recouvrement moindre, au moyen des tarifs facturés aux clients, associé à la réduction du taux d'imposition des sociétés par suite de la réforme fiscale américaine, diminution partiellement contrebalancée par l'incidence de la croissance de la base tarifaire et l'augmentation des charges recouvrées dans les tarifs facturés aux clients.

### Bénéfice

La hausse du bénéfice est principalement attribuable à une charge d'impôt différé non récurrente de 91 millions \$ en 2017 liée à la réforme fiscale américaine. Ont également contribué à cette hausse la croissance de la base tarifaire, laquelle a été partiellement contrebalancée par l'incidence nette défavorable de la réforme fiscale américaine, en 2018, qui a donné lieu à la baisse du taux d'imposition lié à la déductibilité de la participation des sociétés de portefeuille.

## UNS Energy

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	Écart
Taux de change moyen \$ US/\$ CA <sup>1</sup>	1,30	1,30	–
Ventes d'électricité (en gigawattheures [« GWh »])	17 406	14 971	2 435
Volumes de gaz (en pétajoules [« PJ »])	13	13	–
Produits (en millions \$)	2 202	2 080	122
Bénéfice (en millions \$)	293	270	23

<sup>1)</sup> 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 attribuable à l'augmentation de la capacité du réseau grâce au contrat de location concernant l'unité 2 de la centrale Gila River. Les produits tirés des ventes en gros à court terme sont principalement transférés aux clients par l'entremise des mécanismes de report réglementaires, de sorte qu'ils n'ont pas d'incidence sur le bénéfice.

Les volumes de gaz sont comparables à ceux de 2017.

### Produits

L'augmentation des produits s'explique principalement par la hausse des ventes d'électricité décrite précédemment, par le transfert dans les tarifs de la hausse des coûts de l'approvisionnement énergétique et par l'incidence du règlement de la demande de révision entré en vigueur le 27 février 2017. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par le recouvrement moindre, au moyen des tarifs facturés aux clients, associé à la réduction du taux d'imposition des sociétés en 2018 par suite de la réforme fiscale américaine.

### Bénéfice

L'augmentation du bénéfice s'explique principalement par la baisse de la charge d'impôt sur le résultat liée à la réforme fiscale américaine et par l'incidence du règlement de la demande de révision décrite précédemment, augmentation partiellement contrebalancée par l'augmentation de la dotation aux amortissements.

## Central Hudson

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	Écart
Taux de change moyen \$ US/\$ CA <sup>1</sup>	1,30	1,30	–
Ventes d'électricité (en GWh)	5 118	4 891	227
Volumes de gaz (en PJ)	24	22	2
Produits (en millions \$)	924	872	52
Bénéfice (en millions \$)	74	70	4

<sup>1)</sup> La monnaie de présentation de Central Hudson est le dollar américain.

### Ventes d'électricité et volumes de gaz

La hausse des ventes d'électricité et des volumes de gaz s'explique surtout par une hausse de la consommation moyenne en raison de températures plus froides ayant entraîné une augmentation des besoins en chauffage au cours de l'hiver et de températures plus chaudes ayant entraîné une augmentation des besoins en climatisation au cours de l'été.

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

### Produits

L'augmentation des produits s'explique principalement par le recouvrement auprès des clients de la hausse du coût des produits de base et par les hausses des tarifs de livraison aux clients entrées en vigueur les 1<sup>er</sup> juillet 2017 et 2018, facteurs partiellement contrebalancés par un recouvrement moindre, au moyen des tarifs facturés aux clients, associé à la réduction du taux d'imposition des sociétés en 2018 par suite de la réforme fiscale américaine.

### Bénéfice

L'augmentation du bénéfice s'explique principalement par les hausses des tarifs entrées en vigueur les 1<sup>er</sup> juillet 2017 et 2018, reflétant le rendement lié aux actifs sur la base tarifaire accrue, partiellement contrebalancées par les coûts de remise en état liés aux tempêtes.

## FortisBC Energy

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	Écart
Volumes de gaz (en PJ)	212	221	(9)
Produits (en millions \$)	1 187	1 198	(11)
Bénéfice (en millions \$)	155	154	1

### Volumes de gaz

La diminution des volumes de gaz est principalement attribuable à une baisse de la consommation moyenne, en raison des températures plus chaudes qui ont fait diminuer les besoins en chauffage au premier semestre de 2018, et à l'accent mis par les clients sur la conservation au quatrième trimestre du fait de la réduction de l'approvisionnement en gaz.

### Produits

La baisse des produits est principalement attribuable à la baisse du coût du gaz naturel facturé aux clients, partiellement contrebalancée par la croissance de la base tarifaire.

### Bénéfice

Le bénéfice d'un exercice à l'autre est demeuré stable étant donné que l'incidence de la croissance de la base tarifaire a été largement contrebalancée par la comptabilisation en 2017 de la PFUPC liée à l'expansion de l'usine de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Tilbury.

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 significative sur le bénéfice.

## FortisAlberta

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	Écart
Livraisons d'énergie (en GWh)	17 154	17 018	136
Produits (en millions \$)	579	600	(21)
Bénéfice (en millions \$)	120	120	–

### Livraisons d'énergie

L'augmentation des livraisons d'énergie est principalement attribuable à la hausse de la consommation moyenne, en raison de températures plus froides ayant entraîné une augmentation des besoins en chauffage pendant les mois d'hiver et de températures plus chaudes ayant entraîné une augmentation des besoins en climatisation pendant les mois d'été, ainsi qu'à la hausse de la consommation par les clients des secteurs agricoles et de l'irrigation en raison de la baisse des précipitations. L'augmentation du nombre de clients a aussi contribué à la hausse des livraisons d'énergie.

### Produits

La décision de comptabiliser des redevances de franchise municipales sur une base nette dans le cadre de la mise en œuvre de l'ASC Topic 606, *Revenue from Contracts with Customers*, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2018, au moyen de la méthode rétrospective modifiée, selon laquelle les périodes correspondantes ne sont pas retraitées, a entraîné une diminution des produits d'environ 43 millions \$. La diminution a été partiellement contrebalancée par la hausse des tarifs de distribution entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018, ce qui reflète le rendement lié aux actifs sur la base tarifaire accrue et le rendement additionnel découlant des efficacités réalisées dans la première période de la tarification axée sur le rendement (« TAR ») grâce au mécanisme de report de l'efficacité, ainsi que par les produits associés à l'ajout de clients.

### Bénéfice

Le bénéfice est demeuré stable étant donné que l'augmentation associée à la hausse des produits dont il a été question précédemment a été contrebalancée par une hausse des charges d'exploitation liées à la gestion de la végétation et aux coûts associés au programme de départ volontaire à la retraite qui a pris fin au quatrième trimestre de 2018, ainsi que par l'augmentation de la charge d'intérêts liée à l'émission de titres d'emprunt à long terme en septembre 2017.

## FortisBC Electric

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	Écart
Ventes d'électricité (en GWh)	3 250	3 305	(55)
Produits (en millions \$)	408	398	10
Bénéfice (en millions \$)	56	55	1

### Ventes d'électricité

La diminution des ventes d'électricité est attribuable à une baisse de la consommation moyenne en raison des températures plus chaudes durant l'hiver qui ont fait diminuer les besoins en chauffage en 2018.

### Produits

La hausse des produits est principalement attribuable à une augmentation des produits comptabilisés au titre de contrats de travail exécutés par des tiers et à l'augmentation des ventes de l'excédent de capacité, partiellement contrebalancées par le transfert de charges globales moindres dans les tarifs facturés aux clients et par la diminution des ventes d'électricité.

### Bénéfice

Le bénéfice est comparable à celui de 2017, la légère augmentation étant principalement attribuable à la croissance de la base tarifaire.

Les écarts par rapport aux prévisions réglementées utilisées pour établir les tarifs comme base des produits tirés de l'électricité et des coûts de l'approvisionnement énergétique sont transférés aux clients dans les tarifs futurs au moyen de mécanismes de report réglementaires approuvés, de sorte qu'ils n'ont pas d'incidence sur le bénéfice.

## Autres entreprises d'électricité

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	Écart
Taux de change moyen \$ US/\$ CA <sup>1</sup>	1,30	1,30	–
Ventes d'électricité (en GWh)	9 292	9 196	96
Produits (en millions \$)	1 412	1 363	49
Bénéfice (en millions \$)	105	98	7

<sup>1</sup> La monnaie de présentation de Caribbean Utilities et de FortisTCl est le dollar américain. La monnaie de présentation de BEL est le dollar bélizien, dont la valeur est fondée sur celle du dollar américain selon le rapport 2,00 \$ BZ pour 1,00 \$ US.

### Ventes d'électricité

L'augmentation des ventes d'électricité s'explique par la hausse de la consommation moyenne due à des besoins en chauffage accrus durant les mois d'hiver et des besoins accrus en climatisation durant les mois d'été, par un nombre plus élevé de clients et par le redressement de l'économie des Îles Turks et Caïcos à la suite de l'ouragan *Irma* en 2017.

### Produits

La hausse des produits est principalement attribuable au transfert dans les tarifs facturés aux clients de la hausse du coût du combustible dans les Caraïbes et à la hausse des ventes d'électricité.

### Bénéfice

La hausse du bénéfice est principalement attribuable à la réception, en 2018, du produit de l'assurance contre les pertes d'exploitation de FortisTCl, à la hausse des ventes d'électricité et aux frais de développement des affaires d'environ 2 millions \$ engagés en 2017 relativement au projet Wataynikaneyap Transmission Power. La hausse est partiellement contrebalancée par la baisse du bénéfice lié à une participation dans BEL.

## ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

### Infrastructures énergétiques

#### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	Écart
Ventes d'énergie (en GWh)	853	889	(36)
Produits (en millions \$)	184	226	(42)
Bénéfice (en millions \$)	72	94	(22)

#### Ventes d'énergie

La diminution des ventes d'énergie est principalement attribuable à la diminution de la production d'hydroélectricité au Belize en raison des précipitations moins abondantes.

#### Produits et bénéfice

La diminution des produits et du bénéfice s'explique surtout par l'incidence défavorable de la comptabilisation à la valeur de marché de contrats dérivés liés au gaz naturel d'Aitken Creek qui a donné lieu à des pertes latentes de 10 millions \$ en 2018, comparativement à des profits latents de 26 millions \$ en 2017. La tarification favorable du gaz naturel d'Aitken Creek au cours du premier semestre de 2018 a aussi eu une incidence sur les produits et le bénéfice, ce qui a été partiellement contrebalancé par la baisse de la production hydroélectrique au Belize.

Aitken Creek est sujette au risque marchandises, car elle achète du gaz naturel qu'elle conserve en stock afin d'obtenir une marge au moment de la vente finale. Elle atténue ce risque au moyen de dérivés afin de fixer de manière substantielle la marge qui sera réalisée à la vente du gaz naturel. La comptabilisation de la juste valeur de ces dérivés donne lieu à des différences temporaires et peut engendrer une volatilité considérable du bénéfice d'une période à l'autre.

### Siège social et autres

#### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre (en millions \$)	2018	2017	Écart
Perte nette	(136)	(170)	34

La diminution de la perte nette s'explique surtout par une augmentation de l'économie d'impôt sur le résultat attribuable à i) une charge d'impôt différé de 48 millions \$ en 2017 par suite de la réforme fiscale américaine; ii) un montant de 30 millions \$ lié à la réévaluation des passifs d'impôt différé en 2018 par suite de la décision de présenter une déclaration de revenus d'État consolidée et iii) un montant de 14 millions \$ lié à la réévaluation des passifs d'impôt différé associés aux actifs détenus en vue de la vente. L'augmentation de l'économie d'impôt a été partiellement contrebalancée par i) l'incidence de la réforme fiscale américaine en 2018, qui a abaissé le taux d'imposition lié à la déductibilité de la participation des sociétés de portefeuille; ii) la réception d'une indemnité de rupture de 24 millions \$ relative à la résiliation d'un accord d'acquisition en 2017; iii) le profit de change latent non récurrent de 21 millions \$ sur un prêt d'une société affiliée libellé en dollars américains en 2017; et iv) les pertes en 2018 sur des contrats de change. La diminution a été partiellement contrebalancée par la baisse d'un exercice à l'autre de la rémunération fondée sur des actions.

## 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 2018.

### ITC

#### *Plainte relative aux suppléments incitatifs*

En avril 2018, une plainte a été déposée par un tiers auprès de la FERC, laquelle remettait en question les suppléments incitatifs au titre de l'indépendance inclus dans les tarifs de transport facturés par les propriétaires de lignes de transport qui exercent leurs activités dans la région de Midcontinent Independent System Operator (« MISO »), notamment ITCTransmission, METC et ITC Midwest (collectivement, les « filiales d'ITC membres de MISO »). Le supplément permettait une majoration maximale de 0,50 % ou de 1,00 % du RCP autorisé, sous réserve de tout plafond au titre du rendement des capitaux propres fixé par la FERC. En octobre 2018, la FERC a rendu une ordonnance imposant la réduction des suppléments à 0,25 % à compter du 20 avril 2018. Ceci entraîne une réduction de 0,25 % du RCP par rapport à la majoration d'approximativement 0,50 % que ITC tirait des tarifs précédemment approuvés par la FERC. Les filiales d'ITC membres de MISO ont cherché à obtenir une nouvelle audience à l'égard de cette ordonnance et ont commencé à refléter le supplément de 0,25 % dans les tarifs de transport en novembre 2018. Les remboursements ont commencé au quatrième trimestre de 2018 et ont pris fin au premier trimestre de 2019. L'ordonnance ne devrait pas avoir une incidence significative sur le bénéfice ni sur les flux de trésorerie de la Société.

#### *Plaintes relatives au RCP*

Deux plaintes de propriétaires tiers ont demandé à ce que le RCP de base pour les propriétaires de lignes de transport membres de MISO, y compris les filiales d'ITC membres de MISO, ne soit plus considéré comme 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.

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 %, soit une baisse par rapport à 12,38 %, ainsi que d'un RCP maximal de 11,35 %. Ces tarifs s'appliquent prospectivement à compter de septembre 2016 jusqu'à ce qu'un RCP autorisé soit appliqué pour la deuxième période de remboursement. Les propriétaires de lignes de transport membres de MISO ont cherché à obtenir une nouvelle audience à l'égard de cette ordonnance. Le montant total du remboursement lié à la plainte initiale découlant de l'ordonnance de la FERC émise en septembre 2016 se chiffrait à 158 millions \$ (118 millions \$ US), y compris les intérêts, et a été payé en 2017.

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 %. 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 de MISO ont déposé une requête demandant à la FERC de rejeter la deuxième plainte. En attendant une ordonnance de la FERC, un passif réglementaire estimé de 206 millions \$ (151 millions \$ US) a été comptabilisé (31 décembre 2017 – 182 millions \$ [145 millions \$ US]).

L'issue de la plainte initiale et de la deuxième plainte est encore incertaine, en partie du fait que la FERC a émis en novembre 2018 une ordonnance proposant une nouvelle méthode de calcul du RCP juste et raisonnable. Dans l'ensemble, Fortis voit cette nouvelle méthodologie d'un bon œil pour les propriétaires de lignes de transport. Si cette proposition est menée à terme, la méthode proposée sera utilisée pour régler les plaintes d'ITC relatives au RCP actuellement en instance. Des mémoires devraient être déposés au premier semestre de 2019 quant à l'adoption proposée de la nouvelle méthode.

### Central Hudson

#### *Demande tarifaire générale*

En juin 2018, la Public Service Commission (« PSC ») de l'État de New York a rendu une décision qui approuve le plan tarifaire triennal, ou la proposition conjointe, déposé par Central Hudson avec de multiples parties prenantes et intervenants, dans le cadre de la demande tarifaire générale de juillet 2017. La décision prévoyait un RCP autorisé de 8,8 % et un ratio des capitaux propres dans les tarifs de 48 %, de 49 % et de 50 % la première année, la deuxième année et la troisième année, respectivement, et est en vigueur du 1<sup>er</sup> juillet 2018 au 30 juin 2021. La décision comprenait également un mécanisme de partage des bénéfices selon lequel l'entreprise et ses clients se partagent en parts égales le bénéfice entre 50 et 100 points de base au-dessus du RCP autorisé. Si le bénéfice est supérieur, il est essentiellement transféré aux clients.

### FortisAlberta

#### *Coût du capital générique*

Aux termes d'une instance liée au coût du capital générique conclue en 2018, les tarifs de FortisAlberta reflètent un RCP autorisé de 8,5 % appliqué sur une structure du capital composée à 37 % de capitaux propres ordinaires pour 2018–2020, soit un RCP inchangé par rapport à 2017.

En décembre 2018, l'AUC a amorcé une instance afin d'examiner la possibilité d'adopter, à compter de 2021, une approche pour fixer le RCP autorisé qui soit fondée sur une formule et de déterminer si des modifications de processus sont nécessaires pour établir la structure du capital pour les années durant lesquelles la formule du RCP sera en place.

## Réforme fiscale américaine

En 2018, les entreprises de services publics américaines de la Société ont travaillé avec leurs autorités de réglementation respectives pour transférer aux clients le montant net des économies d'impôt découlant de la réforme fiscale américaine.

### ITC

En avril 2018, les filiales d'ITC réglementées par le MISO ont réaffiché les tarifs établis selon une formule qui ont été facturés aux clients de façon rétroactive au 1<sup>er</sup> janvier 2018, comme l'a approuvé la FERC. Au 31 décembre 2018, les montants dus avaient été transférés aux clients.

### UNS Energy

En avril 2018, l'Arizona Corporation Commission a approuvé la demande de TEP visant le transfert des économies d'impôt continues par l'entremise d'une combinaison de crédits consentis sur les factures des clients et de passifs réglementaires en mai 2018. Au 31 décembre 2018, la quasi-totalité des montants dus avaient été transférés aux clients. En 2019 et par la suite, TEP continuera de transférer les économies aux clients en suivant la même méthode. Les passifs réglementaires seront transférés aux clients dans le cadre de la prochaine révision des tarifs de TEP, qui devrait être déposée en 2019.

En mars 2018, la FERC a émis une ordonnance exigeant de TEP qu'elle i) soumette des propositions de révision à ses tarifs de transport ou à ses besoins en matière de produits tirés du transport pour refléter la réduction du taux d'imposition des sociétés fédéral ou ii) démontre pourquoi aucun ajustement de tarif n'est nécessaire. En mai 2018, TEP a proposé une réduction globale des tarifs facturés aux clients, avec prise d'effet en mars 2018, reflétant la baisse du taux d'imposition des sociétés fédéral. La FERC a approuvé la proposition, qui est entrée en vigueur le 21 mars 2018.

### Central Hudson

En juin 2018, dans le cadre de son approbation de la proposition conjointe décrite précédemment, la PSC a approuvé la recommandation de Central Hudson visant à refléter l'économie découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés fédéral dans les tarifs facturés aux clients, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2018. Au 31 décembre 2018, un passif réglementaire de 14 millions \$ (10 millions \$ US) a été différé pour le bénéfice futur des clients relativement aux économies d'impôt réalisées au cours du premier semestre de 2018.

## Principales instances réglementaires

Le tableau suivant résume les principales instances réglementaires à venir, ainsi que les dépôts de dossiers attendus en 2019.

Entreprises de services publics réglementés	Demande/instance
TEP	Dépôt ciblé du dossier tarifaire
FBC Energy et FBC Electric	Dépôt ciblé du plan pluriannuel d'établissement des tarifs 2020–2024

## SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

### Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2018 et le 31 décembre 2017

Compte du bilan	Augmentation (en millions \$) <sup>1</sup>	Explication
Débiteurs et autres actifs courants	226	L'augmentation s'explique en grande partie par une hausse de l'impôt à recevoir, une augmentation des ventes en gros d'UNS Energy et l'effet de change.
Actifs détenus en vue de la vente	766	L'augmentation est attribuable au reclassement des actifs associés à la vente prévue d'une participation de 51 % de la Société dans l'Expansion Waneta, actifs auparavant principalement classés dans les immobilisations corporelles.
Actifs réglementaires – courants et à long terme	133	L'augmentation s'explique principalement par l'effet de change et par une hausse de l'impôt différé pour FortisAlberta, augmentation partiellement contrebalancée par la compensation ordonnée par les autorités de réglementation visant certains passifs réglementaires de Central Hudson.
Immobilisations corporelles, montant net	2 986	L'augmentation est principalement attribuable aux dépenses d'investissement, à l'effet de change et à la comptabilisation par UNS Energy d'un contrat de location-acquisition pour l'unité 2 de la centrale Gila River. L'augmentation a été en partie contrebalancée par l'amortissement. L'augmentation est en partie contrebalancée par l'amortissement et le reclassement d'actifs détenus en vue de la vente.
Immobilisations incorporelles, montant net	119	L'augmentation est principalement attribuable à l'effet de change et aux dépenses associées aux droits fonciers et aux logiciels.
Goodwill	886	L'augmentation est attribuable à l'effet de change.
Créditeurs et autres passifs courants	236	L'augmentation est principalement attribuable à la hausse des sommes dues pour les coûts de l'approvisionnement énergétique et l'effet de change, partiellement contrebalancée par le calendrier de paiement des frais de transport de FortisAlberta.
Passifs réglementaires – courants et à long terme	180	La hausse s'explique principalement par l'effet de change et est partiellement contrebalancée par une baisse liée aux comptes de stabilisation tarifaire de FortisBC Energy.
Passifs d'impôt différé	388	L'augmentation est principalement attribuable aux différences temporaires associées aux dépenses d'investissement des entreprises de services publics réglementés, à l'effet de change et à l'utilisation de pertes imposables.
Dettes à long terme (y compris la tranche courante et les emprunts à court terme)	2 540	Cette augmentation s'explique par l'émission de titres d'emprunt par les entreprises de services publics réglementés, par l'effet de change et par la hausse du montant net des emprunts sur les facilités de crédit confirmées. Cette augmentation est partiellement contrebalancée par des remboursements réguliers sur la dette.
Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières (y compris la tranche courante)	181	L'augmentation est principalement attribuable à la comptabilisation par UNS Energy d'un contrat de location-acquisition pour l'unité 2 de la centrale Gila River.
Capitaux propres	1 530	L'augmentation est attribuable aux facteurs suivants : i) l'augmentation du cumul des autres éléments de bénéfice global liée à la conversion des placements libellés en dollars américains de la Société dans des filiales, déduction faite des activités de couverture et de l'impôt; ii) le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires en 2018, diminué des dividendes déclarés sur les actions ordinaires; et iii) l'émission d'actions ordinaires en vertu du régime de réinvestissement des dividendes.
Participations ne donnant pas le contrôle	177	L'augmentation s'explique par le bénéfice net et le bénéfice global attribuables aux participations minoritaires.

<sup>1</sup> Comprend l'effet de change en fonction du cours de clôture du change au 31 décembre 2018 de 1,00 \$ US pour 1,36 \$ CA comparativement au cours de clôture du change au 31 décembre 2017 de 1,00 \$ US pour 1,25 \$ CA.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

### Sommaire des flux de trésorerie consolidés

Un sommaire des sources et des affectations des flux de trésorerie de la Société est présenté ci-dessous.

#### Sommaire des flux de trésorerie consolidés

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2018	2017	Écart
Trésorerie au début de l'exercice	327	269	58
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) :			
Activités d'exploitation	2 604	2 756	(152)
Activités d'investissement	(3 252)	(3 025)	(227)
Activités de financement	644	339	305
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	24	(12)	36
Trésorerie associée aux actifs détenus en vue de la vente	(15)	–	(15)
<b>Trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>332</b>	<b>327</b>	<b>5</b>

#### Activités d'exploitation

La diminution des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation est principalement attribuable à une diminution du bénéfice en trésorerie, principalement celui d'ITC du fait de la réforme fiscale américaine, et à des variations défavorables des reports réglementaires à long terme. La baisse des reports réglementaires à long terme s'explique principalement par le report des coûts plus élevés de stockage de gaz et de transport pour FortisBC Energy liés à un incident ayant touché un pipeline de gaz durant le quatrième trimestre de 2018, par le financement d'initiatives relatives à l'énergie propre et par le report des coûts liés à une importante tempête engagée par Central Hudson.

#### Activités d'investissement

L'augmentation des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement est attribuable à la hausse des dépenses d'investissement.

#### Activités de financement

L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités de financement s'explique surtout par la baisse des remboursements nets sur les facilités de crédit et les emprunts à court terme et par la baisse des remboursements sur la dette à long terme des entreprises de services publics réglementés de la Société principalement. Cette baisse a été en partie contrebalancée par la baisse du produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme par les entreprises de services publics réglementés de la Société, particulièrement en ce qui a trait à ITC.

En 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 net a servi au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit liés au financement de l'acquisition d'ITC.

Le produit des émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des frais d'émission se résume comme suit :

#### Produit des émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des frais d'émission

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2018 <sup>1</sup>	2017	Écart
ITC	516	1 863	(1 347)
UNS Energy	390	–	390
Central Hudson	136	74	62
FortisBC Energy	198	173	25
FortisAlberta	149	199	(50)
FortisBC Electric	–	74	(74)
Autres entreprises d'électricité	177	155	22
<b>Total</b>	<b>1 566</b>	<b>2 538</b>	<b>(972)</b>

<sup>1</sup> Se reporter à la note 16 des états financiers annuels de 2018 pour connaître la date d'émission, la forme de l'instrument, le taux d'intérêt et l'utilisation qui a été faite du produit.

En janvier 2019, ITC a émis des billets garantis de 30 ans de 50 millions \$ US portant intérêt à un taux de 4,55 %. ITC émettra une tranche additionnelle différée de billets garantis de 30 ans de 50 millions \$ US portant intérêt à un taux de 4,65 % en juillet 2019. Le produit net servira au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit, au financement des dépenses d'investissement et 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.

# Rapport de gestion

Les dividendes versés sur les actions ordinaires en 2018 se sont établis à 459 millions \$, déduction faite des dividendes réinvestis de 272 millions \$, comparativement à 419 millions \$, déduction faite des dividendes réinvestis de 253 millions \$, versés en 2017. 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 1,725 \$ en 2018, comparativement à 1,625 \$ en 2017. En 2018, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a été de 424,7 millions, comparativement à 415,5 millions en 2017.

## Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2018, les obligations contractuelles de la Société conclues avec des tiers externes pour les cinq prochains exercices et par la suite se présentent de la façon suivante :

### Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2018 (en millions \$)	Total	Échéant d'ici un an	Échéant la 2 <sup>e</sup> année	Échéant la 3 <sup>e</sup> année	Échéant la 4 <sup>e</sup> année	Échéant la 5 <sup>e</sup> année	Échéant après 5 ans
Dettes à long terme	<b>24 231</b>	926	731	1 324	1 125	1 605	18 520
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme	<b>16 345</b>	994	973	950	902	870	11 656
Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières <sup>1</sup>	<b>2 451</b>	313	77	80	49	47	1 885
Obligations d'achat d'électricité <sup>2</sup>	<b>2 438</b>	254	191	174	170	172	1 477
Obligations d'achat d'électricité renouvelable <sup>3</sup>	<b>1 699</b>	110	110	109	109	108	1 153
Obligations d'achat de gaz <sup>4</sup>	<b>1 348</b>	359	290	242	202	144	111
Contrats à long terme – UNS Energy <sup>5</sup>	<b>777</b>	176	142	92	60	46	261
Convention de servitudes avec ITC <sup>6</sup>	<b>436</b>	14	14	14	14	14	366
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable <sup>7</sup>	<b>146</b>	24	26	18	11	11	56
Convention de recouvrement de créances <sup>8</sup>	<b>119</b>	3	3	3	3	3	104
Acquisition des installations communes de Springerville <sup>9</sup>	<b>93</b>	–	–	93	–	–	–
Billet de la société Waneta	<b>72</b>	72	–	–	–	–	–
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés	<b>52</b>	3	3	3	3	3	37
Obligations liées aux contrats de location-exploitation	<b>51</b>	8	6	5	4	4	24
Autres <sup>10</sup>	<b>530</b>	108	84	89	38	36	175
<b>Total</b>	<b>50 788</b>	3 364	2 650	3 196	2 690	3 063	35 825

1) Comprend les remboursements de capital, les intérêts implicites et les coûts des services.

2) Les obligations d'achat d'électricité les plus importantes sont décrites ci-dessous.

*Maritime Electric (771 millions \$)* : comprend un contrat aux termes duquel Maritime Electric a droit à environ 4,55 % de la production de la centrale nucléaire Point Lepreau de New Brunswick Power et doit payer sa part des coûts liés aux immobilisations et des coûts d'exploitation pendant la durée de vie de celle-ci. Maritime Electric a également conclu deux contrats d'achat ferme pour l'achat soit de capacité, soit d'énergie, qui expireront en février 2024.

*FortisOntario (705 millions \$)* : comprend 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.

*FortisBC Energy (522 millions \$)* : comprend un contrat avec BC Hydro pour l'approvisionnement en électricité du projet d'expansion de l'usine de gaz naturel liquéfié de Tilbury.

*FortisBC Electric (345 millions \$)* : comprend un contrat avec BC Hydro pour l'achat de capacité pouvant atteindre 200 MW et de l'énergie associée pouvant atteindre 1 752 GWh par année sur une durée de 20 ans, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2013.

3) TEP et UNS Electric sont parties à des CAE renouvelables qui viennent à expiration entre 2027 à 2043 et qui exigent qu'elles achètent 100 % de la production de certaines centrales de production d'énergie renouvelable qui ont commencé leur exploitation commerciale. Les montants présentés constituent les paiements futurs estimatifs.

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 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 2018.

5) UNS Energy a conclu des contrats à long terme relatifs à l'achat et à la livraison de charbon pour alimenter les centrales, à l'achat de services de transport de gaz pour répondre aux besoins en charges, et à l'achat de services de transport pour l'électricité achetée. Les montants payés pour le charbon dépendent des quantités réelles d'achat et de livraison. Certains contrats comprennent des clauses d'ajustement de prix qui auront une incidence sur les coûts futurs. Ces contrats viennent à expiration à diverses dates entre 2019 et 2040.

- 6) ITC est partie à une convention 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 potentiels 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 ou d'autres centrales de production d'énergie renouvelable. Les paiements sont principalement faits à des intervalles convenus par contrat selon la quantité d'énergie 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. Les paiements en vertu de la convention, laquelle expire en février 2056, 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. Le bail initial prendra fin en janvier 2021.
- 10) Comprend des obligations au titre du régime de rémunération fondée sur des actions, 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.

## Autres obligations contractuelles

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. Leurs dépenses d'investissement visent surtout à maintenir et à améliorer le rendement, la fiabilité et la sécurité des réseaux d'électricité et de gaz, et à répondre aux besoins d'une clientèle en croissance. Les dépenses d'investissement consolidées devraient atteindre environ 3,7 milliards \$ pour 2019 et environ 17,3 milliards \$ pour la période de cinq ans allant de 2019 à 2023.

Central Hudson 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 2,3 milliards \$ (1,7 milliard \$ US). L'engagement maximal de Central Hudson est de 248 millions \$ (182 millions \$ US), et Central Hudson a fourni une garantie de société mère au titre de cet engagement. Au 31 décembre 2018, aucune obligation n'était prévue relativement à cette garantie.

Au 31 décembre 2018, FHI avait des garanties de société mère en cours de 77 millions \$ (80 millions \$ au 31 décembre 2017) afin de soutenir les activités d'optimisation de stockage d'Aitken Creek.

## Structure du capital

Les entreprises de services publics réglementés nécessitent un accès constant à des capitaux pour financer la maintenance et l'expansion de leur infrastructure. Fortis contracte des dettes au niveau de ses entreprises de services publics afin de garantir que les activités réglementées de celles-ci sont transparentes et fiscalement efficaces, et qu'elles disposent d'une source de financement souple. Afin de s'assurer l'accès aux capitaux, la Société vise à maintenir une structure du capital à long terme consolidé 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 ses clients.

La structure du capital consolidé de Fortis se présente comme suit :

### Structure du capital

Aux 31 décembre

(en %)

	2018	2017
Dettes <sup>1</sup>	57,0	56,5
Actions privilégiées	3,8	4,2
Capitaux propres ordinaires et participation minoritaire	39,2	39,3
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

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

La structure du capital a subi l'effet des facteurs suivants : i) l'augmentation de la dette à long terme pour financer l'investissement dans l'infrastructure énergétique et l'effet de change à la conversion de la dette libellée en dollars américains, partiellement contrebalancés par des remboursements réguliers sur la dette; ii) une augmentation du cumul des autres éléments de bénéfice global liée à la conversion des placements libellés en dollars américains de la Société dans des filiales, déduction faite des activités de couverture et de l'impôt; iii) l'émission d'actions ordinaires en vertu du régime de réinvestissement des dividendes de la Société; et iv) le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2018, déduction faite des dividendes déclarés sur les actions ordinaires.

## Notations

Au 31 décembre 2018, les notations de la Société se présentent comme suit :

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

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 mars 2018, S&P a confirmé les notations de la Société et a revu sa perspective à la baisse, soit de stable à négative, en raison de l'affaiblissement temporaire des mesures financières découlant de la réforme fiscale américaine, qui a réduit les flux de trésorerie des entreprises de services publics réglementés américaines de la Société.

## Programme d'investissement

Les dépenses d'investissement 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.

Les dépenses d'investissement consolidées pour 2018 se sont établies à environ 3,2 milliards \$. Le tableau qui suit présente une ventilation par secteur et par catégorie d'actifs.

### Dépenses d'investissement consolidées<sup>1</sup>

Exercice clos le 31 décembre 2018

(en millions \$)	Entreprises de services publics réglementés							Autres entreprises d'électricité	Total pour les entreprises de services publics réglementés	Activités non réglementées <sup>2</sup>	Total
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric					
Production	–	182	1	–	–	26	64	273	30	303	
Transport	916	58	32	230	–	17	41	1 294	–	1 294	
Distribution	–	235	157	183	370	46	160	1 151	–	1 151	
Autres <sup>3</sup>	82	124	55	73	63	17	35	449	21	470	
<b>Total</b>	<b>998</b>	<b>599</b>	<b>245</b>	<b>486</b>	<b>433</b>	<b>106</b>	<b>300</b>	<b>3 167</b>	<b>51</b>	<b>3 218</b>	

<sup>1)</sup> Représentent les paiements en trésorerie visant la construction d'immobilisations corporelles et d'immobilisations incorporelles, tel que présenté dans le tableau consolidé des flux de trésorerie.

<sup>2)</sup> Comprennent les secteurs Infrastructures énergétiques et Siège social et autres.

<sup>3)</sup> Comprennent les montants au titre des installations, du matériel, des véhicules, des technologies de l'information et autres, ainsi que les montants au titre des dépenses d'investissement liées au transport que FortisAlberta doit verser à l'Alberta Electric System Operator (« AESO »).

Les dépenses d'investissement 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 d'investissement consolidées, qui ont totalisé 3,2 milliards \$ en 2018, cadraient avec les prévisions présentées dans le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

# Rapport de gestion

Les dépenses d'investissement consolidées pour 2019 devraient s'établir à environ 3,7 milliards \$. Le tableau qui suit présente une ventilation par secteur et par catégorie d'actifs.

## Dépenses d'investissement prévues<sup>1</sup>

Exercice se clôturant le 31 décembre 2019

(en millions \$)	Entreprises de services publics réglementés							Autres entreprises d'électricité	Total pour les entreprises de services publics réglementés	Activités non réglementées <sup>2</sup>	Total
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric					
Production	–	406	3	–	–	29	53	<b>491</b>	<b>2</b>	<b>493</b>	
Transport	798	320	36	267	–	25	198	<b>1 644</b>	–	<b>1 644</b>	
Distribution	–	245	163	141	311	43	137	<b>1 040</b>	–	<b>1 040</b>	
Autres <sup>3</sup>	67	105	78	95	103	19	30	<b>497</b>	<b>26</b>	<b>523</b>	
<b>Total</b>	<b>865</b>	<b>1 076</b>	<b>280</b>	<b>503</b>	<b>414</b>	<b>116</b>	<b>418</b>	<b>3 672</b>	<b>28</b>	<b>3 700</b>	

<sup>1</sup> Représentent les prévisions pour les paiements en trésorerie visant la construction d'immobilisations corporelles et d'immobilisations incorporelles, tel qu'il est présenté dans le tableau consolidé des flux de trésorerie, ainsi que la quote-part présumée de Fortis en ce qui a trait aux dépenses d'investissement estimatives pour le projet Wataynikaneyap Transmission Power. Les dépenses d'investissement prévues pour 2019 sont basées sur un taux de change prévu de 1,00 \$ US pour 1,28 \$ CA. Selon un taux de change de clôture au 31 décembre 2018 de 1,00 \$ US pour 1,36 \$ CA, les dépenses d'investissement prévues pour 2019 seraient d'environ 3,9 milliards \$.

<sup>2</sup> Comprennent les secteurs Infrastructures énergétiques et Siège social et autres.

<sup>3</sup> Comprennent les montants au titre des installations, du matériel, des véhicules, des technologies de l'information et autres, ainsi que les montants au titre des dépenses d'investissement prévues liées au transport que FortisAlberta doit verser à l'AESO.

La ventilation en pourcentage des dépenses d'investissement consolidées réelles pour 2018 et prévues pour 2019 entre la croissance, le maintien et les autres se présente comme suit :

## Dépenses d'investissement consolidées

Exercices se clôturant les 31 décembre

(en %)	Coûts réels 2018	Coûts prévus 2019
Croissance <sup>1</sup>	<b>34</b>	31
Maintien <sup>2</sup>	<b>52</b>	56
Autres <sup>3</sup>	<b>14</b>	13
<b>Total</b>	<b>100</b>	100

<sup>1</sup> Dépenses d'investissement engagées pour relier les nouveaux clients et 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 montants en investissement liés au transport que FortisAlberta doit verser à l'AESO.

<sup>2</sup> Dépenses d'investissement requises pour maintenir et améliorer le rendement, la fiabilité et la sécurité des actifs de production, de transport et de distribution.

<sup>3</sup> 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 2019 à 2023 (le « programme d'investissement sur cinq ans »), les dépenses d'investissement consolidées devraient atteindre environ 17,3 milliards \$, une hausse de 2,8 milliards \$ par rapport au montant de 14,5 milliards \$ prévu auparavant pour la période allant de 2018 à 2022, tel qu'il est présenté dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. Cette hausse au titre du programme d'investissement sur cinq ans résulte de la plateforme de croissance interne durable de la Société, de la prise en compte de la quote-part présumée de Fortis en ce qui a trait aux dépenses d'investissement estimatives pour le projet Wataynikaneyap Transmission Power, et de l'investissement accru dans la modernisation du réseau, dans les énergies renouvelables et dans l'infrastructure de gaz naturel, principalement au sein d'ITC, d'UNS Energy et de FortisBC Energy respectivement. Le programme d'investissement à faible risque et facilement réalisable sur cinq ans se rapporte essentiellement aux entreprises de services publics réglementés et comporte uniquement quelques grands projets.

La ventilation approximative des dépenses d'investissement devant être engagées devrait être la suivante : 55 % aux États-Unis, y compris 26 % par ITC, 42 % au Canada et les 3 % restants dans les Caraïbes. Les dépenses d'investissement des entreprises de services publics réglementés sont soumises à une approbation réglementaire. Au cours de la période de cinq ans, selon une moyenne annuelle, la ventilation approximative des dépenses d'investissement totales devant être engagées sera la suivante : 28 % pour répondre aux besoins d'une clientèle en croissance, 60 % pour les investissements de maintien, et 12 % pour les installations, le matériel, les véhicules, la technologie de l'information et les autres actifs.

Le programme d'investissement sur cinq ans devrait être principalement financé au moyen des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, de la dette contractée par les entreprises de services publics et des capitaux propres ordinaires provenant du régime de réinvestissement des dividendes de la Société. Les autres fonds devraient provenir de la vente de l'Expansion Waneta en 2019. La Société dispose également de son programme d'actions ordinaires au cours du marché pour une souplesse financière accrue, qu'elle peut utiliser au besoin.

# Rapport de gestion

La base tarifaire de mi-exercice réelle de 2018 et prévue pour 2019 pour les entreprises de services publics réglementés de la Société est la suivante :

## Base tarifaire de mi-exercice prévue<sup>1</sup>

(en milliards \$)	Coûts réels 2018	Coûts prévus 2019
ITC	7,8	8,5
UNS Energy	4,7	5,3
Central Hudson	1,6	1,8
FortisBC Energy	4,4	4,5
FortisAlberta	3,4	3,6
FortisBC Electric	1,3	1,3
Autres entreprises d'électricité	2,9	2,9
<b>Total</b>	<b>26,1</b>	<b>27,9</b>

<sup>1)</sup> La base tarifaire de mi-exercice réelle de 2018 est fondée sur un taux de change moyen réel de 1,00 \$ US pour 1,30 \$ CA, et la base tarifaire de mi-exercice prévue pour 2019 est fondée sur un taux de change prévu de 1,00 \$ US pour 1,28 \$ CA. Selon un taux de change de clôture de 31 décembre 2018 de 1,00 \$ US pour 1,36 \$ CA, la base tarifaire de mi-exercice prévue pour 2019 serait d'environ 29 milliards \$.

Les principaux projets d'investissement inclus dans le programme d'investissement sur cinq ans sont résumés ci-dessous.

## Principaux projets d'investissement<sup>1</sup>

(en millions \$)		Avant 2018	Coûts réels 2018	Coûts prévus 2019	Coûts prévus 2020–2023	Année prévue d'achèvement
ITC <sup>2,3</sup>	Projets régionaux de transport à valeur multiple	370	211	88	244	2023
	Projet de conversion de transport de 34,5 à 69 kilovolts (« kV »)	86	139	87	261	Après 2023
UNS Energy <sup>3</sup>	Unité 2 de la centrale Gila River alimentée au gaz naturel	–	–	211	–	2019
	Projet de ligne de transport méridionale	–	–	182	207	2022
	Projet éolien du Nouveau-Mexique	–	–	55	222	2020
FortisBC Energy	Mise à niveau du réseau à moyenne pression de la vallée du bas Fraser	43	165	187	65	2020
	Projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre <sup>4</sup>	–	–	–	350	2023
	Projet sur les capacités de gestion de l'intégrité du réseau de transport	–	–	–	568	Après 2023
	Projet de mise à niveau des installations gazières des terres intérieures	–	3	14	208	Après 2023
Wataynikaneyap	Projet de transport d'électricité <sup>5</sup>	–	25	158	429	2023

<sup>1)</sup> Se rapportent aux dépenses d'investissement relatives aux immobilisations corporelles et aux immobilisations incorporelles, y compris les composantes capitaux propres et dette inscrites à l'actif 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.

<sup>2)</sup> Les dépenses d'investissement avant 2018 sont comptabilisées à partir de la date d'acquisition (14 octobre 2016).

<sup>3)</sup> Les dépenses d'investissement prévues sont basées sur un taux de change prévu de 1,00 \$ US pour 1,28 \$ CA pour 2019 à 2023.

<sup>4)</sup> Déduction faite des apports prévus des clients.

<sup>5)</sup> Quote-part présumée de Fortis des dépenses d'investissement estimatives, incluant les frais de développement différés. En vertu du cadre de financement, Fortis financera uniquement sa composante capitaux-propres.

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 580 millions \$ (447 millions \$ US) a été investi dans les projets à valeur multiple depuis la date d'acquisition d'ITC et un montant supplémentaire de 332 millions \$ (259 millions \$ US) devrait être investi de 2019 à 2023. L'un des projets à valeur multiple a été achevé en 2018 et les autres en sont à diverses étapes de construction, leurs dates de mise en service devant s'échelonner de 2019 à 2023.

Le projet de conversion lié au transport 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'échelonnent de 2019 à après 2023. Au cours de la période de cinq ans allant jusqu'en 2023, un montant d'environ 350 millions \$ (272 millions \$ US) devrait être investi dans le projet.

L'unité 2 de la centrale Gila River 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.

Le projet de ligne de transport méridionale est une ligne de transport de 600 MW conçue pour collecter et distribuer de l'électricité dans le sud du Nouveau-Mexique et le sud de l'Arizona. UNS Energy prévoit acquérir une participation de 250 MW dans le projet. La construction devrait commencer en 2019 et s'achever en 2022. Le coût d'investissement du projet d'UNS Energy est estimé à environ 390 millions \$ (304 millions \$ US). La ligne de transport améliorera la fiabilité dans la région et facilitera la connexion des sources d'énergie renouvelable au réseau, notamment au projet éolien du Nouveau-Mexique.

Le projet éolien du Nouveau-Mexique est une centrale éolienne de 750 MW qui sera raccordée à la ligne de transport méridionale et qui s'ajoute au portefeuille de production d'énergie solaire renouvelable existant d'UNS Energy. UNS Energy détiendra une participation de 150 MW conformément à un contrat de construction et de transfert d'actif, avec l'option d'acheter une participation additionnelle dans l'avenir. La construction devrait commencer en 2019 et s'achever en 2020. Le coût d'investissement du projet d'UNS Energy est estimé à environ 280 millions \$ (217 millions \$ US).

Le projet en cours de mise à niveau du réseau de la vallée du bas Fraser 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 est réalisé en deux étapes : i) l'étape portant sur le réseau de transport côtier, qui accroît 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 remise en 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. Au cours du troisième trimestre de 2018, la mise à niveau du réseau à moyenne pression de la vallée du bas Fraser à Vancouver a été en grande partie achevée et alimentée en gaz en décembre. La construction de la partie restante dans le cadre de ce projet a repris au premier trimestre de 2019. Le coût d'investissement total dans le cadre des deux étapes est estimé à environ 640 millions \$, dont environ 250 millions \$ devraient être investis dans l'étape de mise à niveau du réseau à moyenne pression de la vallée du bas Fraser entre 2019 et 2020. Les coûts définitifs du projet pourraient faire l'objet d'une révision par la British Columbia Utilities Commission (« BCUC ») après l'achèvement et la mise en service du projet.

Le projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre 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 de l'orientation définitive, des estimations de construction détaillées et de l'échéancier 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. Au quatrième trimestre de 2018, FortisBC Energy et Woodfibre LNG Limited (« Woodfibre ») ont conclu une entente de travail de pré-exécution permettant à FortisBC Energy d'engager des coûts liés à la faisabilité et des frais de développement à l'égard du projet et établissant les exigences en matière de financement à l'égard de Woodfibre au cours de cette étape. Les dépenses d'investissement projetées de FortisBC Energy, déduction faite des apports prévus des clients, s'élèvent à environ 350 millions \$, et dépendent toujours de la décision d'investissement finale de Woodfibre. Le projet devrait être mis en service en 2023.

Le projet pluriannuel sur les capacités de gestion de l'intégrité du réseau de transport est axé sur l'amélioration de la sécurité des conduites de gaz et de l'intégrité du réseau de transport, y compris les modifications et le doublement des conduites de gaz. Le coût d'investissement du projet est estimé à 570 millions \$, soit une augmentation d'environ 260 millions \$ par rapport au montant présenté dans le rapport de gestion annuel de 2017. En décembre 2018, un compte de report réglementaire a été approuvé par la BCUC afin de prendre en compte des frais de développement d'environ 40 millions \$ devant être engagés en 2019 et en 2020 et permettre le dépôt d'un certificat de commodité et de nécessité publiques.

Le projet pluriannuel de mise à niveau des installations gazières des terres intérieures entraînera des modifications et des remplacements de conduites de gaz qui permettront la réalisation d'inspections internes, un outil clé pour confirmer l'intégrité des conduites de transport du gaz. En décembre 2018, la demande de certificat de commodité et de nécessité publiques a été déposée auprès de la BCUC, et l'approbation devrait être accordée au cours du second semestre de 2019. Le coût total du projet est estimé à 360 millions \$, ce qui comprend un montant de 225 millions \$ qui devrait être investi au cours de la période de cinq ans allant jusqu'à 2023. Sous réserve de l'approbation du certificat de commodité et de nécessité publiques, la construction du projet devrait commencer en 2020.

Le projet Wataynikaneyap Transmission Power reliera 17 collectivités de Premières Nations éloignées du nord-ouest de l'Ontario au réseau électrique principal grâce à la construction de 1 800 kilomètres de lignes de transport. Wataynikaneyap Power est une société de transport autorisée, régie par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »), détenue en parts égales par 24 collectivités de Premières Nations (51 %) en partenariat avec Fortis (39 %) et Algonquin Power & Utilities Corp. (10 %). En mars 2018, le projet a franchi une étape importante avec l'annonce officielle de la mise en place d'un cadre de financement entre Wataynikaneyap Power, le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Ontario. FortisOntario sera responsable de la gestion de la construction et de l'exploitation de la ligne de transport.

Le coût d'investissement estimatif total du projet Wataynikaneyap Transmission Power est d'environ 1,6 milliard \$. L'étape initiale du projet, qui consiste à relier la Première Nation Pikangikum au réseau électrique de l'Ontario, a été entièrement financée par le gouvernement du Canada et a été achevée à la fin de 2018. Les deux prochaines étapes sont assujetties à l'obtention de toutes les approbations réglementaires requises, y compris l'autorisation de construire de la CEO. La demande d'autorisation de construire a été soumise à la CEO en juin 2018, et l'autorisation est attendue au premier semestre de 2019. Ces étapes devraient être achevées entre la fin de 2020 et de 2023, respectivement. Outre le fait de permettre aux collectivités concernées des Premières Nations de détenir une participation dans la ligne de transport, le projet procure des avantages socioéconomiques, réduit le risque environnemental ainsi que les émissions de gaz à effet de serre associées à des génératrices au diesel qui sont encore utilisées dans des régions éloignées.

## Occasions d'investissements additionnels

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

### 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 permettrait 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 2017, le processus de demande d'autorisations du projet aux États-Unis et au Canada a été achevé avec l'obtention des permis de l'Army Corps of Engineers des États-Unis. Le projet continue de franchir les jalons réglementaires, opérationnels et économiques. Les activités en cours consistent à terminer les évaluations précises 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, il faudrait environ trois ans après le début des travaux de construction pour achever le projet.

### FortisBC Energy – Gaz naturel liquéfié

La Société 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 Tilbury, 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, 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, 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 pour FortisBC Energy.

## Besoins en flux de trésorerie

À l'échelle des filiales, il est prévu que les charges d'exploitation et les charges d'intérêts seront, de façon générale, payées à même les flux de trésorerie d'exploitation, ainsi qu'à l'aide, selon divers ordres de grandeur, des flux de trésorerie résiduels disponibles pour les dépenses d'investissement 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 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.

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, du produit des émissions d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et de titres d'emprunt à long terme, ainsi que du produit de la vente d'actifs non essentiels. 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.

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 et des paiements en trésorerie connexes des filiales. Certaines filiales réglementées subissent des contraintes pouvant restreindre leur capacité de faire des distributions en trésorerie 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 des filiales réglementées. La Société prévoit que le maintien de la structure du capital ciblée de ses filiales réglementées n'aura pas d'incidence sur sa capacité de verser des dividendes dans un avenir prévisible.

En décembre 2018, 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 2,5 milliards \$. En décembre 2018, la Société a rétabli son programme d'actions ordinaires au cours du marché qui lui permet d'émettre jusqu'à 500 millions \$ d'actions ordinaires propres dans le public à son gré, lequel demeurera en vigueur jusqu'en janvier 2021.

Au 31 décembre 2018, la direction s'attend à ce que les échéances et les remboursements de la dette à échéance fixe consolidée s'établissent à 191 millions \$ en 2019 et à environ 929 millions \$ par année en moyenne pour chacun des cinq prochains exercices. Les facilités de crédit disponibles 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 2018, Fortis et ses filiales respectaient les clauses restrictives de leur dette et devraient continuer de le faire en 2019.

## Facilités de crédit

Au 31 décembre 2018, la Société et ses filiales disposaient de facilités de crédit consolidées d'environ 5,2 milliards \$, dont environ 3,9 milliards \$ étaient inutilisés, y compris une tranche inutilisée de 1,0 milliard \$ de la facilité de crédit renouvelable confirmée de la Société.

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	2018	2017
Total des facilités de crédit	3 780	1 385	5 165	4 952
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme	(60)	–	(60)	(209)
Dette à long terme (y compris la tranche courante) <sup>1</sup>	(731)	(335)	(1 066)	(671)
Lettres de crédit en cours	(65)	(54)	(119)	(129)
<b>Facilités de crédit inutilisées</b>	<b>2 924</b>	<b>996</b>	<b>3 920</b>	<b>3 943</b>

<sup>1</sup> La tranche courante se chiffrait à 735 millions \$ (31 décembre 2017 – 312 millions \$).

Les facilités de crédit sont pour la plupart conclues auprès de grandes banques canadiennes et américaines, aucune banque ne détenant plus de 20 % du total de ces facilités. Une tranche d'environ 5,0 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2019 et 2023.

Les facilités de crédit consolidées d'environ 5,2 milliards \$ au 31 décembre 2018 sont présentées en détail ci-dessous.

### Facilités de crédit

(en millions \$)	Montant	Échéance
<b>Facilités de crédit renouvelables confirmées non garanties</b>		
Entreprises de services publics réglementés		
ITC <sup>1</sup>	900 US	Octobre 2022
UNS Energy	500 US	Octobre 2022
Central Hudson	250 US	<sup>2</sup>
FortisBC Energy	700	Août 2023
FortisAlberta	250	Août 2023
FortisBC Electric	150	Avril 2023
Autres entreprises d'électricité	190	<sup>3</sup>
Autres entreprises d'électricité	50 US	Janvier 2020
Siège social et autres	1 350	<sup>4</sup>
<b>Autres facilités</b>		
Central Hudson – facilité de crédit non confirmée	40 US	s.o.
FortisBC Electric – facilité de découvert à vue non garantie	10	s.o.
Autres entreprises d'électricité – facilités remboursables à vue non garanties	25	s.o.
Autres entreprises d'électricité – facilité remboursable à vue non garantie et prêt de soutien d'urgence	60 US	Avril 2019
Siège social et autres – facilité non renouvelable non garantie	35	s.o.

<sup>1</sup> ITC dispose également d'un programme de papier commercial d'un montant de 400 millions \$ US, aux termes duquel aucun montant n'était en cours au 31 décembre 2018.

<sup>2</sup> 50 millions \$ US en juillet 2020 et 200 millions \$ US en octobre 2020.

<sup>3</sup> 50 millions \$ en février 2019, 40 millions \$ en juin 2021 et 100 millions \$ en août 2023.

<sup>4</sup> 1,3 milliard \$ en juillet 2023, avec l'option d'augmenter la facilité d'un montant d'au plus 500 millions \$, et 50 millions \$ en avril 2021.

## ARRANGEMENTS HORS BILAN

À l'exception de lettres de crédit en cours de 119 millions \$ au 31 décembre 2018 (31 décembre 2017 – 129 millions \$), la Société n'avait pas d'arrangements hors bilan qui pourraient raisonnablement avoir un effet significatif sur les liquidités, la disponibilité ou les besoins de sources de capitaux.

## GESTION DES RISQUES D'AFFAIRES

La présente rubrique résume les principaux risques auxquels la Société est exposée. 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 pourraient subir l'incidence défavorable de modifications réglementaires ou législatives.**

Au 31 décembre 2018, les actifs de services publics réglementés représentaient environ 97 % du total de l'actif de Fortis (31 décembre 2017 – 97 %). La Société exploite des entreprises de services publics dans différents territoires, notamment cinq provinces canadiennes, neuf États américains et trois pays des 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, notamment : les tarifs d'électricité et de gaz facturés aux clients; le RCP autorisé et la structure du capital réputée; 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 sociétés 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 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 RDA 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 d'investissement pourraient ne pas être admissibles ou approuvées aux fins d'un 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 d'investissement, et des coûts susceptibles de 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 défavorable sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société.

Pour des renseignements supplémentaires sur les questions réglementaires particulières se rapportant aux entreprises de services publics de la Société, se reporter à 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 une diminution des tarifs ou des remboursements des montants déjà perçus, et pourrait avoir une incidence financière défavorable sur 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 d'investissement 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 une diminution des tarifs ou des remboursements des montants perçus qui pourraient tous avoir une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie d'ITC.

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

### ***Les variations des taux d'intérêt pourraient avoir une incidence financière défavorable sur 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. Dans le cadre du processus réglementaire, le niveau général des taux d'intérêt peut être considéré comme un facteur pour établir des RCP autorisés. Un contexte de faibles taux d'intérêt pourrait avoir une incidence défavorable sur les RCP autorisés, ce qui pourrait avoir une incidence négative 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 charges d'intérêts auprès de la clientèle, à même les tarifs, avec l'approbation des organismes de réglementation. L'incapacité de transférer les charges d'intérêts 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.

### ***L'incapacité des installations à fonctionner comme prévu en raison de catastrophes naturelles ou de conditions climatiques difficiles pouvant découler des changements climatiques pourrait avoir une incidence financière défavorable sur la Société et 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 causer 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.

Malgré la préparation aux conditions climatiques difficiles, les tempêtes de verglas, de vent ou de neige, les ouragans et d'autres catastrophes naturelles constitueront toujours un risque pour les actifs physiques des entreprises de services publics. Les changements climatiques peuvent avoir comme effet d'accroître la gravité et la fréquence des catastrophes naturelles qui pourraient se répercuter sur les activités et la fiabilité du réseau de la Société. Bien que les actifs physiques des entreprises de services publics aient été construits de façon à résister à de telles conditions, et qu'ils soient exploités et entretenus en conséquence, rien ne garantit qu'ils y parviendront en toutes circonstances.

L'exploitation des centrales électriques et hydroélectriques de la Société comporte certains risques, notamment un bris ou une défaillance d'équipement, qui pourraient entraîner un lâcher d'eau incontrôlé, 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 de l'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 de l'équipement, la chute d'arbres et la foudre touchant des lignes ou de l'équipement. 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. L'exploitation et l'intégrité des actifs gaziers sont également exposées au risque de catastrophes naturelles comme des tremblements de terre, des incendies et des inondations, qui pourraient entraîner des interruptions de service, des pertes catastrophiques et des obligations importantes à l'égard de tiers.

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.

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 ou 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 l'analyse du risque lié aux assurances de la présente rubrique.

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 assurer la maintenance, l'amélioration, le remplacement et l'enlèvement des immobilisations, l'incapacité des entreprises de services publics à mettre en œuvre adéquatement ou à terminer les programmes de dépenses d'investissement approuvés ou toute défaillance importante imprévue de l'équipement, malgré les programmes de maintenance, pourraient avoir une incidence négative considérable sur 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 procédures appropriés pour assurer la sécurité des employés et des sous-traitants 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 en matière d'énergie pourraient avoir une incidence financière défavorable sur la Société et 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 ou une diminution du RCP/RDA pourraient nuire aux résultats d'exploitation, à la situation financière et aux flux de trésorerie de la Société. Fortis ne peut prévoir si les méthodes d'établissement des tarifs approuvés pour ses entreprises de services publics seront modifiées. En outre, le Congrès américain se penche périodiquement sur l'adoption d'une loi 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 liées à l'énergie du gouvernement fédéral américain. La Société ne peut prévoir si ses entreprises de services publics seront touchées par des modifications des lois, des règlements ou des politiques en matière d'énergie dans l'avenir, ni dans quelle mesure elles le seront.

***Le non-respect des normes de fiabilité exigées des entreprises de services publics concernées de la Société pourrait avoir une incidence financière défavorable sur la Société et 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 également 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 des coûts d'exploitation ou des dépenses d'investissement 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 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 subir l'incidence négative des changements dans la conjoncture économique générale et les conditions du crédit et des marchés.***

Les entreprises de services publics de la Société sont assujetties à la demande d'énergie des territoires où elles exercent leurs activités; cette demande pourrait 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 d'investissement prévues, et plus particulièrement des dépenses d'investissement liées à la croissance du nombre de nouveaux clients. Une diminution des dépenses d'investissement 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 une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société en dépit des mesures réglementaires dont elle pourrait disposer 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 créances 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 d'investissement 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 le résultat 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 flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation après paiement des charges prévues, y compris les paiements d'intérêts, pourraient ne pas suffire pour financer le remboursement de la totalité de l'encours de la dette à son échéance ou les dépenses d'investissement prévues. Rien ne garantit que des capitaux suffisants continueront d'être disponibles à des conditions acceptables pour financer les dépenses d'investissement et rembourser la dette existante.

En 2019, les remboursements aux échéances de la dette à échéance fixe consolidée devraient totaliser 191 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 filiales 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 filiales 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. 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 charges financières de la Société et de ses filiales.

En 2018, aucun changement n'a été apporté à la notation des titres d'emprunt de la Société ou de ses filiales, à l'exception de la perspective révisée de S&P à l'égard de la Société, qui est passée de stable à négative en mars 2018 en raison de l'affaiblissement temporaire modéré des mesures financières découlant de la réforme fiscale américaine, ce qui a réduit les flux de trésorerie des entreprises de services publics réglementés américaines de la Société. En raison de la révision de la perspective de la Société, S&P a également révisé sa perspective à l'égard d'ITC, de TEP, de FortisAlberta et de Caribbean Utilities. En outre, en juillet 2018, Moody's a révisé sa perspective à l'égard de Central Hudson, la faisant passer de stable à négative, en raison de l'incidence de la réforme fiscale américaine et de la hausse des dépenses d'investissement. 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 financière défavorable et entraîner des dépenses d'investissement réelles moins importantes que prévu.***

La Société a un historique de croissance découlant des acquisitions et de croissance découlant des dépenses d'investissement 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 programme d'investissement 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 autorités de réglementation respectives des entreprises de services publics approuvent généralement les dépenses d'investissement, mais rien ne garantit qu'elles 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 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 d'investissement réelles peuvent être moins importantes que prévu en raison de 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 changements apportés aux lois fiscales pourraient avoir une incidence financière défavorable sur la Société et ses filiales.***

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

Il est impossible de prédire le moment auquel les lois fiscales seront modifiées dans l'avenir, ou l'incidence de ces modifications, notamment l'incidence de corrections techniques ultérieures des lois fiscales en vigueur. En outre, certains aspects de la réforme fiscale américaine demeurent sujets à interprétation et doivent être précisés, y compris les règlements proposés à l'égard de l'impôt anti-abus contre l'érosion de la base d'imposition et certaines ententes hybrides. Ces facteurs pourraient donc avoir d'autres incidences sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société et de ses entreprises de services publics américaines, en plus de celles décrites dans le présent document.

***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. Malgré la surveillance continue de l'efficacité des programmes de cybersécurité fondés sur les risques, les systèmes de technologie de l'information et de l'exploitation 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 technologie de l'information complexes qui procurent un soutien à l'exploitation des installations de production, de transport et de distribution; fournissent de l'information sur la facturation, la consommation et la gestion de la charge aux clients, le cas échéant, et appuient les volets financier et de l'exploitation générale de l'entreprise.

En cas d'atteinte aux systèmes de technologie de l'information et de l'exploitation, les entreprises de services publics de la Société pourraient subir des interruptions de service et des dommages à la propriété et être exposées à la corruption ou à la non-disponibilité des données essentielles ou des renseignements confidentiels sur les employés ou sur les clients. Une atteinte importante pourrait avoir une incidence négative sur la performance financière de la Société, sur sa réputation et sa respectabilité aux yeux des clients, des autorités de réglementation et des marchés financiers et pourrait l'exposer à des demandes de dommages-intérêts de la part de tiers. L'incidence financière d'une atteinte importante à la cybersécurité ou d'actes de guerre ou de terrorisme pourrait être significative et ne pas être couverte par des contrats d'assurance ou, dans le cas des entreprises de services publics, ne pas être compensée par des recouvrements de coûts réglementés.

**Les entreprises de services publics de la Société sont touchées par la variabilité des conditions climatiques en raison du caractère saisonnier de leurs activités et par la variabilité des conditions climatiques influant sur les débits d'eau, ce qui pourrait avoir une incidence financière défavorable sur la Société et 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 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 réduire l'utilisation des appareils de conditionnement de l'air et d'autres appareils de climatisation, tandis que les hivers doux peuvent entraîner une baisse de la demande pour le chauffage électrique. À l'inverse, les conditions climatiques difficiles peuvent entraîner une hausse inattendue des besoins en chauffage et en climatisation, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la fiabilité du réseau.

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 en matière de 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 autorités 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 autorités 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.

Le bénéfice tiré des actifs de production non réglementés 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 à FortisBC Electric est atténué par l'accord relatif à la centrale Canal, qui prévoit l'octroi de droits énergétiques fixes et de droits de capacité selon les débits d'eau moyens 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 financière défavorable sur la Société et 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, qui 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 à transférer aux clients le coût du gaz, du combustible et de l'électricité achetée au moyen des tarifs de base, et d'utiliser des mécanismes de stabilisation tarifaire et d'autres approuvés par les diverses autorités de réglementation. La capacité de transférer aux clients les coûts de l'approvisionnement énergétique amenuise l'incidence de la volatilité des prix des marchandises sur le bénéfice. Ce risque a également été atténué par le recours à diverses stratégies de gestion du risque de prix afin de réduire l'exposition à la fluctuation des prix des produits de base, notamment l'utilisation de contrats dérivés permettant de fixer efficacement le prix d'achat du gaz, des sources de combustibles et de l'électricité. L'incapacité à recourir à ces mécanismes de couverture dans l'avenir pourrait se traduire par une exposition accrue à la volatilité des prix du marché.

Rien ne garantit que les mécanismes actuellement approuvés par les autorités de réglementation permettant le transfert des coûts de l'approvisionnement énergétique demeureront en place dans l'avenir. De plus, une hausse marquée et prolongée de ces coûts pourrait avoir une incidence négative sur les entreprises de services publics de la Société, en dépit des mesures réglementaires compensatoires en cas de variation de ces coûts. L'incapacité des entreprises de services publics réglementés à transférer la totalité des coûts de l'approvisionnement énergétique 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 risque de change pourrait nuire au bénéfice de la Société et à la valeur de certains de ses actifs.**

Les actifs, le bénéfice et les flux de trésorerie de la Société sont en grande partie libellés en dollars américains. La monnaie de présentation d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities, de FortisTCl et de BECOL est le dollar américain. Le bénéfice tiré des filiales étrangères et les investissements nets celles-ci sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. Bien que la Société limite cette exposition au moyen d'emprunts libellés en dollars américains au niveau du siège social, on ne s'attend pas à ce que cette mesure élimine la totalité de cette exposition. Le profit ou la perte de change à la conversion des charges d'intérêts libellées en dollars américains contrebalance partiellement le profit ou la perte de change à la conversion des bénéfices des filiales étrangères de la Société. Au 31 décembre 2018, la Société avait

désigné sa dette à long terme de 3 341 millions \$ US (31 décembre 2017 – 3 385 millions \$ US) à titre de couverture efficace d'une tranche de ses investissements nets dans des établissements à l'étranger. Au 31 décembre 2018, la Société avait des investissements nets dans des établissements à l'étranger d'environ 7 970 millions \$ US (31 décembre 2017 – 7 548 millions \$ US) 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 pour 1,36 \$ CA au 31 décembre 2018 se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse du bénéfice 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 du change comportent un risque de liquidité et, dans la mesure où le dollar américain se déprécie par rapport au dollar canadien, ces couvertures pourraient entraîner des pertes plus importantes que celles qui auraient découlé de leur non-utilisation. Les arrangements de couverture peuvent avoir comme effet de limiter ou de réduire les rendements totaux de Fortis si les attentes de la direction quant aux événements futurs ou à la conjoncture des marchés dans l'avenir se révélaient inexactes, auquel cas les coûts associés aux stratégies de couverture pourraient être supérieurs aux avantages qu'elles procurent.

***La Société et certaines de ses filiales sont exposées au risque de défaut de contrepartie et au risque de crédit lié aux montants à recevoir des clients et des contreparties aux dérivés. Tout défaut de paiement ou non-respect par les clients des filiales de la Société ou par les contreparties aux dérivés pourrait avoir une incidence financière défavorable sur la Société et les filiales concernées.***

ITC tire environ 70 % 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 requis pour les services de transport pourrait avoir des conséquences défavorables sur 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 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 financière défavorable sur la Société.***

Si le secteur du gaz naturel devenait moins concurrentiel en raison des prix ou d'autres facteurs, cette situation pourrait avoir une incidence défavorable sur les entreprises de services publics de la Société qui exercent des activités dans le secteur de la distribution et de la vente du gaz naturel. En Colombie-Britannique, le gaz naturel entre principalement en concurrence 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 des appareils de chauffage résidentiel au gaz naturel et à l'électricité posent toujours un défi pour la compétitivité du gaz naturel sur le plan de la capitalisation du coût entier. En outre, si le gaz naturel devenait moins concurrentiel, 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 leurs chaudières, leurs chauffe-eau et leurs autres appareils. Ces facteurs pourraient entraîner un accroissement des tarifs facturés aux clients et, au pire, pourraient 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 répercutent également sur le caractère concurrentiel du gaz naturel en Colombie-Britannique. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a apporté des modifications à sa politique énergétique, notamment en ce qui a trait aux cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre et à la taxe à la consommation sur les combustibles à base de carbone. Il n'a toutefois pas encore instauré de 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.

D'autres enjeux concurrentiels se répercutent sur le choix du gaz naturel pour les nouvelles habitations, notamment les attributs écologiques de la source d'énergie et le type d'habitations construites. 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 sur les marchés énergétiques de gros ou tout défaut d'un fournisseur d'énergie ou de carburant pourrait avoir une incidence financière défavorable sur la Société et ses entreprises de services publics.***

Une part 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 sur les marchés énergétiques de gros ou tout défaut des fournisseurs d'énergie ou de carburant ou des exploitants de réseaux de distribution d'énergie raccordés aux entreprises de services publics pourraient nuire à la capacité de ces dernières à répondre aux besoins de leurs clients en matière d'énergie, et 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 postérieurs au départ à la retraite pourraient nécessiter des cotisations futures élevées.**

Fortis et la majorité de ses filiales offrent différents régimes de retraite à prestations définies et régimes d'autres avantages postérieurs à l'emploi (« AAPE ») 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 perturbations 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 postérieurs au départ à la 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 pourraient exiger de la Société et de ses entreprises de services publics qu'elles versent des cotisations importantes aux fins de la capitalisation de leurs régimes. Les obligations de capitalisation importantes ou les fortes augmentations des charges pourraient avoir une incidence défavorable sur 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. Par conséquent, les entreprises de services publics pourraient ne pas être en mesure d'influer sur la gestion ou l'exploitation de ces installations, ce qui pourrait avoir une incidence financière défavorable sur la Société et ces entreprises de services publics.**

Certaines centrales fournissant de l'électricité à TEP sont détenues conjointement avec des tiers ou exploitées par des tiers. TEP pourrait ne pas être en mesure d'influer à son entière discrétion sur la gestion ou l'exploitation de ces installations, ni même avoir la capacité d'exercer quelque influence que ce soit à cet égard. Elle pourrait donc ne pas être en mesure d'assurer une gestion adéquate des activités et de la maintenance de ces centrales. En outre, la capacité de TEP à déterminer la meilleure approche à adopter pour gérer les conditions économiques changeantes ou les exigences environnementales qui pourraient toucher ces centrales pourrait être limitée, voire inexistante. Un désaccord entre TEP et les copropriétaires ou les exploitants de ces centrales, selon le cas, pourrait avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de TEP.

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

L'adoption d'initiatives visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à contrôler ou limiter les effets des changements climatiques a encouragé le développement de nouvelles technologies de production d'électricité permettant d'accroître l'efficacité du stockage d'énergie ou de réduire la consommation d'électricité. Le développement de nouvelles technologies en matière de production distribuée, en particulier certains produits et services liés à l'énergie solaire et à l'efficacité énergétique, de même que l'instauration de normes sur l'énergie renouvelable et l'efficacité énergétique continueront d'avoir une incidence significative sur les ventes au détail, ce qui pourrait nuire 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 à l'égard des coûts liés à l'énergie et les préoccupations environnementales ont accru 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 aux clients, 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 incidence significative sur les ventes au détail, ce qui pourrait nuire 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 de 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, ce qui comprend la responsabilité de la remise en état de tout terrain contaminé, que l'entreprise de services publics soit responsable ou non de sa contamination au moment où elle en était propriétaire. 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 de volumes importants de combustible; ii) à l'utilisation de produits à base de pétrole, principalement l'huile de transformateurs et l'huile de graissage, dans le cours normal des activités 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 incidents visant ces substances.

Des responsabilités relatives aux enquêtes et à la remise en état en cas de contamination, ainsi que des réclamations pour lésions corporelles ou dommages matériels, peuvent surgir à de nombreux endroits, notamment aux installations et aux sites détenus ou exploités antérieurement où des déchets ont été traités et éliminés, de même qu'aux installations 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 aux 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 incidents 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 figurent la création de cours d'eau artificiels susceptibles de perturber les habitats naturels, ainsi que 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 et les dommages, ainsi que l'imposition 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 aux règlements fédéraux, étatiques et provinciaux en matière d'environnement des États-Unis et du Canada, y compris les lois et règlements qui imposent des limites sur la libération de polluants dans l'atmosphère et 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 aux lois environnementales, et elles prévoient continuer à le faire dans l'avenir. Une augmentation des coûts liés à la conformité ou des restrictions supplémentaires en matière d'exploitation en vertu de règlements additionnels ou révisés 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 importante des entreprises de services publics réglementés de la Société aux États-Unis et au Canada, en raison principalement des lois, des règlements et directives fédérales, provinciales et étatiques nouvelles et imminentes en matière de gaz à effet de serre. Par exemple, le gouvernement fédéral des États-Unis a rendu public le Clean Power Plan en 2015, lequel réglemente les émissions de gaz à effet de serre provenant des centrales de production d'électricité alimentées aux combustibles fossiles. 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 adoptée. Les entreprises de services publics continuent d'élaborer des stratégies de conformité et d'évaluer l'incidence que ces changements législatifs pourraient avoir sur les activités dans l'avenir, de même que les coûts liés à la conformité à ces nouvelles exigences potentielles.

Toutefois, compte tenu des incertitudes importantes liées à la réglementation fédérale et étatique sur les émissions de gaz à effet de serre à l'heure actuelle aux États-Unis, il n'est pas possible de déterminer l'incidence qu'aurait cette réglementation sur les plans financier et opérationnel.

Certaines des centrales alimentées au charbon fournissant de l'électricité aux entreprises de services publics seront fermées 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, notamment en ce qui a trait aux émissions de gaz à effet de serre. Si ces fermetures prématurées devaient avoir lieu, les entreprises de services publics pourraient devoir tenter d'obtenir le recouvrement de toute valeur comptable nette résiduelle auprès de leur autorité de réglementation et pourraient devoir engager des dépenses supplémentaires relativement aux amortissements accélérés, au démantèlement et à l'annulation des contrats à long terme liés au 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 conservent une assurance visant les responsabilités potentielles et la perte accidentelle de valeur de certains de leurs actifs corporels, pour des montants et auprès d'assureurs qu'elle estime appropriés, compte tenu de tous les facteurs pertinents, y compris les pratiques de propriétaires d'actifs et d'installations semblables. Toutefois, une part importante des actifs de transport et de distribution des entreprises de services publics d'électricité réglementés 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 de la Société déposeraient vraisemblablement des demandes auprès de leur autorité de réglementation pour qu'elle les autorise à recouvrer les pertes ou les coûts découlant de leurs obligations au moyen d'une hausse des tarifs facturés aux clients. Cependant, rien ne garantit que l'autorité de réglementation approuverait de telles demandes, en partie ou en totalité. Tout dommage majeur aux actifs corporels 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 résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société. En outre, la présentation de réclamations non assurées importantes, de réclamations excédant les limites de la garantie d'assurance de la Société et de ses filiales ou de réclamations importantes pour un risque autoassuré pourrait avoir une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société.

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 relativement aux 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 ordres de gouvernement, 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 requise ou s'il s'avérait impossible d'obtenir ou de maintenir les approbations nécessaires ou de se conformer à une loi applicable, à un règlement 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.

## ***L'activisme accru des parties prenantes externes pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société à mettre en œuvre 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 grands projets d'infrastructure est de plus en plus courante, ce qui peut compromettre la capacité d'une entreprise de services publics à mettre en œuvre des programmes d'investissement. Bien que la Société suive de près ces mouvements de protestation et s'engage à établir de meilleures relations avec ses parties prenantes externes, l'omission de réagir adéquatement à l'opposition publique pourrait nuire aux programmes d'investissement de la Société, et par conséquent 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 exploitent des installations et fournissent des services limités sur des terres faisant l'objet de revendications territoriales de la part de divers peuples autochtones, ce qui peut exposer les entreprises de services publics à diverses poursuites judiciaires et administratives et diverses poursuites liées à l'utilisation des terres.***

Les entreprises de services publics de la Société en Colombie-Britannique fournissent des services à des clients sur des terres appartenant à des peuples autochtones et exploitent des installations de gaz et des installations de production, de transport et distribution d'électricité sur des terres faisant l'objet de revendications territoriales de la part de divers peuples autochtones. Un processus de négociation de traité auquel participent divers peuples autochtones et les gouvernements de la Colombie-Britannique et du Canada est en cours, mais les motifs sur lesquels pourraient reposer d'éventuels règlements dans les territoires de service de la Société sont incertains. De plus, tous les peuples autochtones ne participent pas au processus. Jusqu'à maintenant, la politique du gouvernement de la Colombie-Britannique consiste à structurer les règlements sans porter préjudice aux droits existants de tiers. Cependant, rien ne garantit que le processus de règlement n'aura pas d'incidence défavorable sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie des entreprises de services publics de la Société en Colombie-Britannique.

La Société possède des actifs de distribution sur des terres appartenant à des peuples autochtones en Alberta à l'égard desquelles TransAlta Utilities Corporation (« TransAlta ») détient des permis d'accès. Pour que FortisAlberta puisse acquérir ces permis d'accès, le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien et les différents conseils de bande doivent donner leur approbation. FortisAlberta pourrait ne pas être en mesure d'acquérir les permis d'accès auprès de TransAlta ou de 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 défavorable sur FortisAlberta.

## ***Les entreprises de services publics de la Société sont exposées au risque de grève ou 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 membres de syndicats ou d'associations de travailleurs ayant conclu des conventions collectives avec elles. 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 le demeureront dans l'avenir ni que les conditions des conventions collectives en vigueur 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 qui pourraient avoir une incidence défavorable 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 se trouver dans l'incapacité d'embaucher et de maintenir en poste des employés qualifiés.***

La capacité de Fortis à fournir un service rentable dépend de la capacité des entreprises de services publics de la Société à attirer du personnel compétent, à le perfectionner et à le maintenir en poste. 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 sont confrontées à des défis démographiques qui limitent la disponibilité des ouvriers de métier, du personnel technique et des ingénieurs. La croissance de la Société et la concurrence sur le marché du travail présentent des défis continus en matière de recrutement. L'important programme d'investissement consolidé de la Société présentera des défis, car les entreprises de services publics de la Société devront s'assurer de disposer de la main-d'œuvre qualifiée nécessaire pour mener à bien les projets d'investissement.

ITC conclut diverses ententes et divers arrangements avec des tiers pour la prestation de services de construction, d'entretien et d'exploitation de certains aspects de ses activités qui, s'ils étaient résiliés, pourraient entraîner une pénurie de la main-d'œuvre facilement disponible pour la prestation de ces services. Si l'une de ces ententes ou l'un de ces arrangements était résilié pour quelque raison que ce soit, ITC risquerait d'éprouver des difficultés à trouver une main-d'œuvre de remplacement qualifiée pour fournir ces services, ce qui pourrait nuire à sa capacité d'exercer ses activités et à ses résultats d'exploitation.

## ***La Société et ses filiales pourraient devenir partie à des litiges ou à des poursuites administratives.***

La Société et ses filiales sont parties à des poursuites judiciaires et administratives, sont visées par des réclamations et sont parties à d'autres litiges survenant 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 contractuels liés à des lésions corporelles ou à des dommages à la propriété survenant dans la prestation des services liés à l'exploitation des entreprises de services publics, ou encore de poursuites intentées par les autorités de réglementation ou par les autorités fiscales. Les issues ou les événements défavorables liés à ces poursuites, notamment des jugements accordant des dommages-intérêts pécuniaires, des injonctions, le refus ou la révocation de permis ou le refus de régler des réclamations pourraient avoir une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société et de ses filiales.

## CHANGEMENTS DE MÉTHODES COMPTABLES

### Comptabilisation des produits

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2018, Fortis a adopté le Topic 606, *Revenue from Contracts with Customers*, qui clarifie les principes de comptabilisation des produits des activités ordinaires et exige la présentation d'informations additionnelles. Fortis a adopté cette norme selon la méthode rétrospective modifiée, selon laquelle les chiffres des périodes comparatives ne sont pas retraités, et l'incidence cumulative est comptabilisée en date de l'adoption et complétée par des informations additionnelles. Au moment de l'adoption, aucun ajustement n'a été apporté au solde d'ouverture des bénéfices non distribués.

La majorité des produits proviennent des ventes d'énergie et de la prestation de services de transport aux clients en fonction de tarifs approuvés par l'autorité de réglementation. La plupart des contrats comportent une seule obligation de prestation, soit la livraison d'énergie ou la prestation de services de transport. Aucune composante du prix de transaction n'est affectée aux obligations de performance non respectées. En règle générale, les produits sont évalués en fonction du nombre de kilowattheures ou de gigajoules consommés ou de la charge de transport livrée. La facturation des ventes d'énergie repose sur la lecture des compteurs des clients, laquelle a lieu de façon systématique tout au long du mois. La facturation des services de transport d'ITC repose sur la charge de pointe mensuelle.

FortisAlberta est une société de distribution et l'autorité qui la réglemente exige qu'elle se procure des services de transport auprès de l'AESO et qu'elle lui règle le coût. Ces services comprennent la perception des produits tirés du transport de ses clients, par l'intermédiaire de la composante transport des tarifs approuvés par son autorité de réglementation. FortisAlberta présente les produits et les charges liés aux services de transport sur une base nette.

Les produits tirés des ventes d'électricité et de gaz et des services de transport comprennent une estimation de l'énergie consommée ou du service offert depuis la dernière lecture des compteurs qui n'ont pas été facturés à la fin de la période de présentation de l'information financière. Les ventes estimatives tiennent généralement compte d'une analyse de la consommation historique par rapport à des facteurs clés comme le prix courant de l'énergie, la croissance de la population, l'activité économique, les conditions climatiques et les pertes du réseau. Les produits non facturés comptabilisés sont ajustés au cours des périodes où la consommation réelle est confirmée.

Les produits tirés de la production des activités non réglementées sont comptabilisés à la livraison, en fonction des tarifs fixes prévus au contrat ou des tarifs du marché.

La Société estime la contrepartie variable en fonction du montant le plus probable et réévalue ses estimations à chaque date de clôture jusqu'à ce que le montant soit connu. La contrepartie variable, y compris les montants assujettis à une décision réglementaire future, est comptabilisée à titre d'obligation de remboursement jusqu'à ce que la Société soit certaine qu'elle y aura droit.

Les produits ne comprennent pas les taxes de vente et les taxes municipales recouvrées auprès des clients. Avant l'adoption de l'ASC Topic 606, Central Hudson comptabilisait le montant brut des taxes de vente, et FortisAlberta, le montant brut des taxes foncières tant dans les produits que dans les charges. L'exclusion de ces taxes des produits a entraîné une baisse des produits de 49 millions \$ pour 2018, par rapport à 2017.

La Société a choisi de ne pas évaluer ni comptabiliser toute composante financement importante liée aux produits facturés dans le cadre de régimes de paiements égaux, puisque la période comprise entre le transfert de l'énergie aux clients et le paiement du client sera de moins de un an.

La Société subdivise les produits par secteur géographique, statut réglementaire et activité de services publics fonctionnant sur une base essentiellement autonome, tel qu'il est indiqué à la note 5 des états financiers annuels de 2018, ce qui représente le niveau de subdivision utilisé par le président et chef de la direction de la Société pour répartir les ressources et évaluer le rendement.

### Instruments financiers

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2018, la Société a adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») No. 2016-01, *Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*. Essentiellement, cette mise à jour exige ce qui suit : i) les placements en titres de capitaux propres dans les entités non consolidées qui ne sont pas comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence doivent être évalués à la juste valeur par le biais du résultat net; toutefois, les entités pourront choisir de comptabiliser les placements en titres de capitaux propres dont la juste valeur n'est pas facilement déterminable au coût, plus ou moins les ajustements ultérieurs liés aux variations de cours observables; et ii) les actifs et les passifs financiers doivent être présentés séparément dans les notes afférentes aux états financiers et regroupés par classe d'évaluation et type. L'adoption n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés.

### Coûts des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2018, la Société a adopté l'ASU No. 2017-07, *Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost*, qui exige que les coûts des services rendus au cours de la période soient regroupés dans l'état du résultat net avec les autres charges de rémunération découlant des services rendus. Les autres composantes des coûts des prestations de la période doivent être présentées séparément et hors du bénéfice d'exploitation. En outre, seule la composante coûts des services peut être inscrite à l'actif. Au moment de l'adoption, la Société a appliqué rétrospectivement les directives liées à la présentation et prospectivement les directives liées à la capitalisation. Cette adoption a donné lieu au reclassement rétrospectif de montants de 11 millions \$ du poste Charges d'exploitation au poste Autres produits, montant net des états financiers consolidés.

## FUTURES PRISES DE POSITION FAISANT AUTORITÉ EN COMPTABILITÉ

### Contrats de location

L'ASU No. 2016-02, *Leases* (ASC 842), publiée en février 2016, entrera en vigueur pour Fortis le 1<sup>er</sup> janvier 2019. Cette mise à jour doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée ou une méthode de transition facultative sous réserve d'options de mise en œuvre, appelées mesures de simplification. Principalement, cette mise à jour exige la comptabilisation d'un actif au titre du droit d'utilisation et d'une obligation locative par les preneurs pour les contrats de location classés comme contrats de location simple, ainsi que la présentation d'informations additionnelles.

Fortis a choisi la méthode de transition facultative selon laquelle les entités peuvent continuer d'appliquer les directives actuelles relatives aux contrats de location pour les périodes comparatives présentées dans l'exercice d'adoption et appliquer les dispositions transitoires des nouvelles directives à compter de la date d'entrée en vigueur de celles-ci. Fortis a choisi un ensemble de mesures de simplification qui lui ont évité d'avoir à déterminer à nouveau le classement des contrats de location existants ou à réévaluer si un contrat existant, y compris une servitude, est un contrat de location ou comprend un contrat de location. Finalement, Fortis a utilisé la mesure de simplification visant à utiliser des informations a posteriori afin de déterminer la durée du contrat de location.

Au moment de l'adoption de la mise à jour, Fortis comptabilisera des actifs au titre du droit d'utilisation et des obligations locatives correspondantes d'environ 50 millions \$ en ce qui a trait à des contrats de location simple qui portent principalement sur les installations de bureau et les biens liés aux services publics. Des contrats de location simple portant sur des véhicules et du matériel de bureau ont été identifiés et il a été déterminé qu'ils n'étaient pas significatifs. Fortis n'a identifié aucun ajustement à apporter aux bénéfices non distribués d'ouverture et l'adoption de cette mise à jour n'aura aucune incidence sur les bénéfices ou les flux de trésorerie.

Fortis a apporté des modifications aux processus et aux activités de contrôle liés à la supervision de l'adoption d'ASC 842 et aux méthodes comptables portant sur la comptabilisation des actifs et des passifs liés aux contrats de location ainsi que des produits et des charges connexes au 1<sup>er</sup> janvier 2019.

### Instruments financiers

L'ASU No. 2016-13, *Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*, publiée en juin 2016, entre en vigueur pour Fortis le 1<sup>er</sup> janvier 2020 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée. Essentiellement, elle impose 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'estimer les pertes de crédit. L'adoption de cette mise à jour n'aura aucune incidence significative sur les états financiers consolidés et les informations à fournir connexes.

### Couverture

L'ASU No. 2017-12, *Targeted Improvements to Accounting for Hedging Activities*, publiée en août 2017, est entrée en vigueur pour Fortis le 1<sup>er</sup> janvier 2019. Essentiellement, elle vise 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, d'évaluation, de présentation et d'informations à fournir. Dans le cas des couvertures de flux de trésorerie et des couvertures d'investissement net qui étaient en cours à la date d'adoption, les modifications ont été 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 global, et d'un ajustement correspondant des bénéfices non distribués d'ouverture. Les lignes directrices modifiées sur la présentation et les informations à fournir ont été appliquées manière prospective. L'adoption de cette mise à jour n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés et les informations à fournir connexes.

### Informations à fournir en ce qui a trait à l'évaluation à la juste valeur

L'ASU No. 2018-13, *Changes to the Disclosure Requirements for Fair Value Measurement*, publiée en août 2018, entre en vigueur pour Fortis le 1<sup>er</sup> janvier 2020 et doit être appliquée de manière rétrospective, bien que certaines informations doivent être fournies de manière prospective. Cette mise à jour vise principalement à améliorer l'efficacité des informations fournies dans les notes annexes aux états financiers en précisant les informations importantes qui doivent être fournies aux utilisateurs des états financiers. En outre, la mise à jour élimine l'exigence de présentation a) du montant et de la raison des transferts entre les niveaux 2 et 3 de la hiérarchie de la juste valeur, b) de la politique concernant le calendrier des transferts entre les niveaux et c) des processus d'évaluation suivis pour l'évaluation de la juste valeur des actifs de niveau 3. Fortis prévoit que l'adoption de cette mise à jour n'aura aucune incidence significative sur les informations à fournir connexes.

### Informations à fournir en ce qui a trait aux régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite

L'ASU No. 2018-14, *Changes to the Disclosure Requirements for Defined Benefit Plans*, publiée en août 2018, entre en vigueur pour Fortis le 1<sup>er</sup> janvier 2021 et doit être appliquée de manière rétrospective pour toutes les périodes présentées. Cette mise à jour vise essentiellement à modifier et à clarifier les exigences en matière d'informations à fournir pour les employeurs qui offrent des régimes de retraite à prestations définies et d'avantages complémentaires de retraite. En outre, la mise à jour élimine l'exigence de présentation a) du montant accumulé au titre des autres éléments du résultat global qui devrait être comptabilisé à titre de composante du coût net des prestations de la période au cours de la prochaine période d'imposition, b) du montant et du calendrier des actifs de régimes qui devraient être restitués à l'employeur et c) de l'incidence d'une variation de un point de pourcentage du coût présumé des soins de santé et de la variation des taux liés au coût de services, au coût financier et à l'obligation au titre des prestations pour soins de santé aux retraités. Fortis prévoit que l'adoption de cette mise à jour n'aura aucune incidence significative sur les informations à fournir connexes.

## INSTRUMENTS FINANCIERS

À l'exclusion de la dette à long terme, la valeur comptable consolidée des instruments financiers 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.

Au 31 décembre 2018, la valeur comptable de la dette à long terme, y compris la tranche courante, s'établissait à 24 231 millions \$ (31 décembre 2017 – 21 535 millions \$), comparativement à une juste valeur estimative de 25 110 millions \$ (31 décembre 2017 – 23 481 millions \$).

La juste valeur de la dette à long terme est calculée en utilisant les cours du marché ou, lorsque ceux-ci ne sont pas disponibles, elle est établie soit : i) en actualisant les flux de trésorerie futurs connexes 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 une échéance similaire. Comme la Société n'a pas l'intention de régler la dette à long terme avant l'échéance, l'excédent de la juste valeur estimée sur la valeur comptable ne représente pas un passif réel.

Le tableau suivant présente la juste valeur des actifs et des passifs comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente.

(en millions)	Niveau 1 <sup>1</sup>	Niveau 2 <sup>1</sup>	Niveau 3 <sup>1</sup>	Total
<b>Au 31 décembre 2018</b>				
<b>Actif</b>				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>2,3</sup>	– \$	33 \$	8 \$	41 \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>2</sup>	–	13	3	16
Autres placements <sup>4</sup>	155	–	–	155
<b>Total actif</b>	<b>155 \$</b>	<b>46 \$</b>	<b>11 \$</b>	<b>212 \$</b>
<b>Passif</b>				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>3,5</sup>	– \$	(86) \$	(3) \$	(89) \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>5</sup>	–	(1)	–	(1)
Contrats de change, swap de taux d'intérêt et swaps sur rendement total <sup>6</sup>	(8)	(1)	–	(9)
<b>Total passif</b>	<b>(8) \$</b>	<b>(88) \$</b>	<b>(3) \$</b>	<b>(99) \$</b>
<b>Au 31 décembre 2017</b>				
<b>Actif</b>				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>2,3</sup>	– \$	19 \$	2 \$	21 \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>2</sup>	–	26	4	30
Contrats de change <sup>6</sup>	3	–	–	3
Autres placements <sup>4</sup>	78	–	–	78
<b>Total actif</b>	<b>81 \$</b>	<b>45 \$</b>	<b>6 \$</b>	<b>132 \$</b>
<b>Passif</b>				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>3,5</sup>	(1) \$	(103) \$	(2) \$	(106) \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>5</sup>	–	–	(1)	(1)
Swap de taux d'intérêt et swaps sur rendement total <sup>6</sup>	–	(1)	–	(1)
<b>Total passif</b>	<b>(1) \$</b>	<b>(104) \$</b>	<b>(3) \$</b>	<b>(108) \$</b>

<sup>1</sup> Selon la hiérarchie des justes valeurs, la juste valeur est fondée sur les données suivantes : i) niveau 1 – cours non ajustés sur des marchés actifs; ii) niveau 2 – autres données d'entrée fondées sur des prix observables directement ou indirectement sur le marché; iii) niveau 3 – données d'entrée non observables (utilisées uniquement lorsque des données d'entrée observables ne sont pas disponibles). Les classements reflètent le niveau le plus faible auquel une donnée d'entrée importante pour l'évaluation à la juste valeur a été utilisée.

<sup>2</sup> Inclus au poste Débiteurs et autres actifs courants ou au poste Autres actifs.

<sup>3</sup> Les gains latents ou pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats sont différés à titre d'actif ou de 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 autorités de réglementation, sauf pour les contrats de ventes en gros à long terme et certains contrats de swap sur gaz.

<sup>4</sup> Inclus au poste Autres actifs.

<sup>5</sup> Inclus au poste Crédeurs et autres passifs courants ou au poste Autres passifs.

<sup>6</sup> Inclus au poste Débiteurs et autres actifs courants, au poste Crédeurs et autres passifs courants ou au poste Autres passifs.

## **Instruments dérivés**

De façon générale, la Société limite l'utilisation de 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 dérivés, sauf certains instruments comme les dérivés qui sont admissibles à l'exception relative aux achats et aux ventes dans le cours normal des activités. Les justes valeurs reflètent des estimations fondées sur de l'information courante concernant le marché pour ces dérivés aux dates de clôture. 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.

### ***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. La juste valeur a été évaluée principalement selon l'approche axée sur le marché, en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants dans la mesure du 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 sur lignes.

Central Hudson détient des swaps sur électricité et sur gaz naturel afin d'atténuer la volatilité des prix en fixant le prix d'achat effectif. La juste valeur a été évaluée 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 sur marchandises afin de fixer le prix d'achat effectif du gaz naturel. La juste valeur reflète la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs selon les cours du marché publiés et les courbes des taux à terme relatifs au gaz naturel.

Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont différés 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 autorités de réglementation l'autorisent. Au 31 décembre 2018, des pertes latentes de 57 millions \$ (31 décembre 2017 – 87 millions \$) avaient été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires et des profits latents de 9 millions \$ (31 décembre 2017 – 2 millions \$) avaient été comptabilisés à 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 dérivés pour fixer les prix de l'énergie et réaliser des marges potentielles, dont 10 % de tous les profits réalisés sont partagés avec les clients au moyen des comptes de stabilisation tarifaire. La juste valeur a été évaluée au moyen de l'approche axée sur le marché en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants, dans la mesure du 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 a été évaluée à l'aide des prix à terme provenant de sources de données de marché publiées.

Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont comptabilisés en résultat net. En 2018, des pertes latentes de 12 millions \$ (2017 – profits latents de 36 millions \$) ont été comptabilisées dans les produits.

### ***Contrats de change***

La Société détient des contrats de change sur le dollar américain pour atténuer l'exposition à la volatilité des taux de change. Ces contrats expirent en 2019 et ont une valeur nominale combinée de 161 millions \$. La juste valeur a été évaluée à l'aide de renseignements provenant de tiers indépendants.

Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés en résultat net. En 2018, des pertes latentes de 11 millions \$ (2017 – profits latents de 3 millions \$) ont été comptabilisées dans les autres produits, montant net.

### ***Swap de taux d'intérêt et swaps sur rendement total***

UNS Energy détient des swaps de taux d'intérêt afin de réduire l'exposition à la volatilité des taux d'intérêt variables sur des obligations liées aux contrats de location-acquisition. Le swap expire en 2020 et a une valeur nominale de 16 millions \$. La juste valeur a été évaluée au moyen d'une approche par le résultat, en se fondant sur le LIBOR à six mois.

Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ce swap de taux d'intérêt, qui a été désigné comme une couverture de flux de trésorerie, sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global et reclassés en résultat net par le biais des charges d'intérêts sur la durée de l'instrument d'emprunt couvert. La perte qui devrait être reclassée en résultat net au cours des 12 prochains mois est estimée à environ 3 millions \$, déduction faite de l'impôt.

La Société détient trois swaps sur rendement total pour couvrir le risque de flux de trésorerie lié aux règlements en trésorerie futurs prévus de certaines obligations liées à la rémunération fondée sur des actions. Ces swaps ont une valeur nominale combinée de 41 millions \$ et des durées variant entre un an et trois ans échéant en janvier 2019, 2020 et 2021. La juste valeur a été évaluée au moyen d'une approche par le résultat, en se fondant sur les courbes des taux à terme.

# Rapport de gestion

Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des swaps sur rendement total sont comptabilisés en résultat net. En 2018, des profits latents de moins de 1 million \$ (2017 – pertes latentes de moins de 1 million \$) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

## Autres placements

ITC, UNS Energy 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 profits et les pertes sur ces fonds sont comptabilisés en résultat net. En 2018, des profits latents de moins de 1 million \$ (2017 – profits latents de moins de 1 million \$) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

## Volume des activités liées aux dérivés

Au 31 décembre 2018, la Société détenait plusieurs contrats d'énergie qui seront réglés à différentes dates jusqu'en 2029. Les volumes des dérivés sur électricité et sur gaz naturel étaient les suivants :

Volume	2018	2017
<b>Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire</b>		
Swaps sur électricité (en GWh)	774	1 291
Contrats d'achat d'électricité (en GWh)	651	761
Swaps sur gaz (en PJ)	203	216
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (en PJ)	266	219
<b>Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire</b>		
Contrats de ventes en gros (en GWh)	1 440	2 387
Swaps sur gaz (en PJ)	37	36

## 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 comptabilisés 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 comptabilisés des produits et des charges des périodes présentées. Les estimations et les 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 les jugements sont révisés régulièrement et, lorsque des ajustements s'avèrent nécessaires, ils sont comptabilisés en résultat net 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 autorités de réglementation respectives. Les actifs et les passifs réglementaires découlent du processus d'établissement des tarifs 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 réglementés 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 autorités 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 net 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 de clôture à comptabiliser.

Au 31 décembre 2018, Fortis a comptabilisé des actifs et des passifs réglementaires totalisant respectivement 3,2 milliards \$ et 3,6 milliards \$ (31 décembre 2017 – 3,0 milliards \$ et 3,4 milliards \$, respectivement). Pour une analyse approfondie de la nature des décisions réglementaires, se reporter à la rubrique Situation financière consolidée du présent rapport de gestion.

## Amortissements

Les amortissements sont des estimations fondées principalement sur la durée d'utilité des actifs. L'estimation de la durée d'utilité se fonde sur des faits actuels et de l'information historique et tient compte de la durée de vie physique prévue des actifs. Au 31 décembre 2018, les immobilisations corporelles et incorporelles consolidées de la Société totalisaient environ 33,9 milliards \$, soit environ 64 % du total des actifs consolidés (31 décembre 2017 – 30,7 milliards \$, ou environ 64 % du total des actifs consolidés). Le montant des amortissements s'élevait à 1,2 milliard \$ en 2018 (2017 – 1,2 milliard \$).

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 2018 atteignait 1,2 milliard \$ (31 décembre 2017 – 1,1 milliard \$).

Les variations des taux d'amortissement découlant d'une variation de la durée d'utilité estimative ou des coûts d'enlèvement estimatifs peuvent avoir une incidence importante sur la dotation aux amortissements consolidée de la Société.

# Rapport de gestion

Dans le cadre du processus d'établissement des tarifs facturés aux clients, les taux d'amortissement et de coûts d'enlèvement appropriés sont soumis à l'approbation des autorités de réglementation respectives. Les périodes et les taux d'amortissement utilisés sont constamment révisés pour s'assurer qu'ils demeurent appropriés. De temps à autre, des tierces parties effectuent des études sur l'amortissement au sein 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 aux clients selon l'approbation de l'autorité de réglementation.

## Coûts indirects inscrits à l'actif

La majorité des entreprises de services publics de la Société inscrivent à l'actif les coûts indirects qui ne sont pas directement attribuables à des immobilisations corporelles précises, mais qui ont trait au programme d'investissement global. La méthode utilisée pour le calcul des coûts indirects généraux inscrits à l'actif et leur affectation aux immobilisations corporelles est établie par les autorités de réglementation respectives des entreprises de services publics. Toute modification de la méthode utilisée pour calculer et affecter les coûts indirects pourrait avoir une incidence significative sur le montant comptabilisé dans les charges d'exploitation par rapport au montant comptabilisé dans les immobilisations corporelles.

## Évaluation de la dépréciation du goodwill

Le goodwill représente l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des montants nets attribués aux actifs identifiables dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. La Société procède à un test de dépréciation si un événement ou un changement de circonstances se produit et laisse croire que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable. Le cas échéant, au moment du calcul, la valeur du goodwill est réduite à sa juste valeur estimative et une perte de valeur est comptabilisée.

Autrement, Fortis effectue une évaluation annuelle de chacune des 11 unités d'exploitation présentant un goodwill. 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 des 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 les taux d'actualisation.

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 également effectué et comparé aux résultats de l'approche fondée sur les bénéfices.

Au 31 décembre 2018, le goodwill consolidé totalisait environ 12,5 milliards \$ (31 décembre 2017 – 11,6 milliards \$). L'augmentation du goodwill est attribuable à l'incidence du change associé à la conversion du goodwill libellé en dollars américains. Aucune dépréciation du goodwill n'a été comptabilisée en 2018 et en 2017.

## Charge d'impôt sur le résultat

La charge d'impôt sur le résultat est établie selon les estimations de l'impôt exigible de la Société et les estimations de l'impôt différé découlant des différences temporaires entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs. Un actif ou un passif d'impôt différé est calculé pour chaque différence temporaire selon les taux d'imposition en vigueur et les lois qui seront en vigueur lorsque les différences temporaires devraient se résorber ou être réglées. Les actifs d'impôt différé sont évalués selon la probabilité qu'ils soient recouverts au moyen du bénéfice imposable futur. Si la recouvrabilité n'est pas plus probable qu'improbable, une réduction de valeur est comptabilisée dans le résultat au cours de la période où la réduction est établie ou révisée. Les estimations relatives à la charge d'impôt exigible et aux actifs et passifs d'impôt différé, ainsi que toute réduction de valeur peuvent différer des montants réels engagés.

## Avantages du personnel futurs

Le tableau suivant présente un résumé de l'incidence sur le bilan des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'AAPE aux 31 décembre 2018 et 2017, ainsi que le coût net au titre des prestations pour les exercices clos à ces dates.

<i>(en millions \$)</i>	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2018	2017	2018	2017
Obligation au titre des prestations	<b>(3 207)</b>	(3 215)	<b>(655)</b>	(665)
Actifs des régimes	<b>2 830</b>	2 841	<b>293</b>	277
<b>Situation de capitalisation</b>	<b>(377)</b>	(374)	<b>(362)</b>	(388)
Coût net au titre des prestations	<b>83</b>	87	<b>34</b>	32

Fortis et ses filiales maintiennent chacune un régime ou une combinaison de régimes de retraite à prestations définies et de régimes d'AAPE pour les participants admissibles. Les principales hypothèses établies par la direction et utilisées dans le calcul actuariel du coût net au titre des prestations et de l'obligation connexe au titre des prestations sont le taux d'actualisation, le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes et, en ce qui a trait aux régimes d'AAPE, le taux tendanciel du coût des soins de santé.

## Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation moyen pondéré présumé qui a servi à évaluer les obligations au titre des prestations projetées au 31 décembre 2018 et à établir le coût net des régimes de retraite pour 2019 est de 4,07 %, comparativement au taux présumé de 3,58 % utilisé au cours de l'exercice précédent. Les taux d'actualisation reflètent les taux d'intérêt du marché sur les obligations de première qualité assurant des flux de trésorerie qui correspondent au calendrier et au montant des versements prévus au titre des prestations de retraite.

Les coûts consolidés des régimes de retraite à prestations définies étaient comparables à ceux de 2017. Le rendement plus élevé que prévu des actifs des régimes et la baisse au titre des intérêts et des ajustements réglementaires en 2018 par rapport à 2017 ont été en grande partie contrebalancés par la hausse des coûts des services rendus et l'amortissement des pertes actuarielles. Toute augmentation ou diminution du coût net des régimes de retraite à prestations définies des entreprises de services publics réglementés pour 2019 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.

## Taux de rendement des actifs des régimes

Le taux de rendement à long terme moyen pondéré prévu des actifs des régimes de retraite à prestations définies, aux fins de l'estimation du coût net des régimes de retraite pour 2019, s'établit à 5,80 %, comparativement au taux de 5,97 % utilisé en 2018. Les actifs des régimes de retraite à prestations définies ont affiché des rendements totaux négatifs d'environ 93 millions \$ en 2018, comparativement à des rendements positifs prévus de 162 millions \$. Les taux de rendement à long terme prévus des actifs des régimes de retraite sont établis 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.

Les actifs des régimes d'APPE d'ITC, d'UNS Energy et de Central Hudson ont affiché des rendements négatifs de 13 millions \$ en 2018, comparativement à des rendements positifs prévus d'environ 16 millions \$.

Le tableau qui suit présente les incidences d'une variation de 100 points de base, soit 1 %, de certaines hypothèses sur le coût des régimes de retraite et de l'obligation connexe pour 2018.

## Analyse de sensibilité

Exercice clos le 31 décembre 2018

### (Diminution) augmentation

(en millions \$)

	Taux de rendement – Variation de 1 %		Taux d'actualisation – Variation de 1 %		Taux tendanciel du coût des soins de santé – Variation de 1 %	
	Augmentation	Diminution	Augmentation	Diminution	Augmentation	Diminution
	<b>Régimes de retraite à prestations définies :</b>					
Coût net au titre des prestations des régimes de retraite	(26)	23	(39)	57	s.o.	s.o.
Obligation au titre des prestations projetées <sup>1</sup>	15	(57)	(405)	509	s.o.	s.o.
<b>Régimes d'AAPE :</b>						
Coût net des régimes d'APPE	(3)	3	(8)	12	17	(11)
Obligation au titre des prestations constituées	s.o.	s.o.	(88)	111	85	(67)

<sup>1</sup> Certains régimes de retraite à prestations définies 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 ou l'obligation au titre des prestations 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'autorité de réglementation concernée, le coût des régimes de retraite à prestations définies de FortisAlberta est recouvert à même les tarifs facturés aux clients en fonction des paiements en trésorerie versés. Tout écart entre les paiements en trésorerie et le coût engagé est différé à titre d'actif ou de passif réglementaire. ITC, Central Hudson, FortisBC Energy, FortisBC Electric et Newfoundland Power disposent de mécanismes approuvés par les autorités de réglementation pour reporter les 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 aux clients. Toutefois, rien ne garantit que ces mécanismes de report seront maintenus dans l'avenir, puisqu'ils dépendent des décisions et ordonnances réglementaires futures.

## Comptabilisation des produits

Les produits des entreprises de services publics réglementés de la Société sont généralement comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'engagement. L'électricité et le gaz consommés sont calculés au compteur à la livraison aux clients et sont comptabilisés 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 de présentation de l'information financière, 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 aux clients fait l'objet d'une estimation et est comptabilisée à titre de produits à chaque fin de période, selon l'approbation de l'autorité 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. 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 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 2018, les produits non facturés comptabilisés dans les débiteurs étaient d'environ 575 millions \$ (31 décembre 2017 – 562 millions \$) sur des produits consolidés de 8,4 milliards \$ pour 2018 (2017 – 8,3 milliards \$).

## Éventualités

En avril 2013, FHI et Fortis ont été nommées défenderesses dans une action intentée par la bande indienne de Coldwater (la « bande ») auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique relativement à la participation dans un droit de passage d'un pipeline sur des terres de la réserve. Le pipeline a été transféré par FHI (alors Terasen Inc.) à Kinder Morgan Inc. en 2007. La bande veut obtenir l'annulation du droit de passage et 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 rejeté 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. Aucun montant n'a été comptabilisé à cet égard, puisque l'issue ne peut être raisonnablement déterminée à l'heure actuelle.

La Société et ses filiales sont parties à diverses autres poursuites judiciaires et réclamations dans le cours normal des leurs activités. 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.

## TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES ET INTERSOCIÉTÉS

Les transactions entre parties liées ont lieu dans le cours normal des activités et sont évaluées au montant de la contrepartie convenue par les parties liées. Il n'y a eu aucune transaction importante entre parties liées en 2018 et en 2017.

Les soldes, transactions et bénéfices intersociétés sont éliminés au moment de la consolidation, à l'exception de certaines transactions intersociétés entre des entités non réglementées et des entités réglementées, conformément aux normes comptables applicables aux entités à tarifs réglementés. Les transactions intersociétés sont présentées ci-après.

### Transactions intersociétés

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2018	2017
Vente de capacité de l'Expansion Waneta à FortisBC Electric	47	46
Location de la capacité de stockage de gaz et ventes de gaz par Aitken Creek à FortisBC Energy	25	24

Au 31 décembre 2018, les débiteurs comprenaient environ 16 millions \$ à recevoir de BEL (31 décembre 2017 – 20 millions \$).

La Société accorde périodiquement du financement à court terme à des 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 significatif en cours aux 31 décembre 2018 et 2017.

## PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Le tableau qui suit présente les informations financières annuelles pour les exercices clos les 31 décembre 2018, 2017 et 2016.

### Principales informations financières annuelles

Exercices clos les 31 décembre

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

	2018	2017	2016
Produits	<b>8 390</b>	8 301	6 838
Bénéfice net	<b>1 286</b>	1 125	713
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	<b>1 100</b>	963	585
Bénéfice de base par action ordinaire	<b>2,59</b>	2,32	1,89
Bénéfice dilué par action ordinaire	<b>2,59</b>	2,31	1,89
Bénéfice par action ordinaire ajusté	<b>2,51</b>	2,47	2,33
Total de l'actif	<b>53 051</b>	47 822	47 904
Dette à long terme (excluant la tranche courante)	<b>23 159</b>	20 691	20 817
Actions privilégiées	<b>1 623</b>	1 623	1 623
Capitaux propres ordinaires	<b>14 910</b>	13 380	12 974
Dividendes déclarés par :			
Action ordinaire	<b>1,75</b>	1,65	1,55
Action privilégiée de premier rang, série E <sup>1</sup>	–	–	0,6126
Action privilégiée de premier rang, série F	<b>1,2250</b>	1,2250	1,2250
Action privilégiée de premier rang, série G <sup>2</sup>	<b>1,0345</b>	0,9708	0,9708
Action privilégiée de premier rang, série H	<b>0,6250</b>	0,6250	0,6250
Action privilégiée de premier rang, série I	<b>0,7116</b>	0,5262	0,4874
Action privilégiée de premier rang, série J	<b>1,1875</b>	1,1875	1,1875
Action privilégiée de premier rang, série K	<b>1,0000</b>	1,0000	1,0000
Action privilégiée de premier rang, série M	<b>1,0250</b>	1,0250	1,0250

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

<sup>2)</sup> Le dividende annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série G, a été rétabli, passant de 0,9708 \$ à 1,0983 \$ pour la période de cinq ans allant du 1<sup>er</sup> septembre 2018 au 1<sup>er</sup> septembre 2023, exclusivement.

### 2018–2017

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 a augmenté en raison des investissements continus dans l'infrastructure énergétique, stimulés par les dépenses d'investissement des entreprises de services publics réglementés et l'incidence favorable du change à la conversion des actifs libellés en dollars américains. L'augmentation de la dette à long terme s'explique par l'émission de titres d'emprunt par les entreprises de services publics réglementés et l'incidence du change, facteurs en partie contrebalancés par les remboursements réguliers effectués sur la dette.

### 2017–2016

Les produits ont augmenté de 1 463 millions \$ par rapport à 2016, en raison de 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 entré en vigueur en février 2017 et à l'incidence globalement favorable des remboursements au titre des coûts de transport ordonnés par 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'incidence défavorable du change liée à la conversion des produits libellés en dollars américains.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 378 millions \$ par rapport à 2016, en raison 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.

Le bénéfice de base par action ordinaire s'est établi à 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 de la Société.

Le total de l'actif et la dette à long terme sont comparables à ceux de 2016. L'incidence défavorable du change à la conversion des actifs libellés en dollars américains a été en grande partie neutralisée par les investissements continus dans l'infrastructure énergétique effectués dans le cadre des programmes d'investissement des entreprises de services publics réglementés.

## RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Les tableaux qui suivent présentent les informations financières pour les quatrièmes trimestres de 2018 et de 2017.

### Sommaire des volumes de gaz et des ventes d'électricité et d'énergie

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre	2018	2017	Écart
<b>Entreprises de services publics réglementés</b>			
UNS Energy – ventes d'électricité (en GWh)	4 751	3 553	1 198
UNS Energy – volumes de gaz (en PJ)	5	4	1
Central Hudson – ventes d'électricité (en GWh)	1 250	1 195	55
Central Hudson – volumes de gaz (en PJ)	7	6	1
FortisBC Energy (en PJ)	63	69	(6)
FortisAlberta (en GWh)	4 343	4 328	15
FortisBC Electric (en GWh)	839	869	(30)
Autres entreprises d'électricité (en GWh)	2 443	2 376	67
<b>Activités non réglementées</b>			
Infrastructure énergétique (en GWh)	85	129	(44)

### Ventes d'électricité et d'énergie

L'augmentation des ventes d'électricité est attribuable à la hausse des ventes d'électricité d'UNS Energy, en raison d'une hausse des ventes en gros à court terme à la suite d'une augmentation de la capacité du réseau liée au contrat de location de l'unité 2 de la centrale Gila River.

### Volumes de gaz

Les volumes de gaz ont légèrement diminué par rapport à ceux de 2017, en raison des efforts de conservation de la clientèle déployés par FortisBC Energy au quatrième trimestre de 2018.

### Produits et bénéfice net sectoriels attribuables aux actionnaires ordinaires

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre (en millions \$, sauf les montants par action)	Produits			Bénéfice net		
	2018	2017	Écart	2018	2017	Écart
<b>Entreprises de services publics réglementés</b>						
ITC	390	396	(6)	92	(1)	93
UNS Energy	541	471	70	27	28	(1)
Central Hudson	234	211	23	24	22	2
FortisBC Energy	371	366	5	72	66	6
FortisAlberta	140	152	(12)	22	29	(7)
FortisBC Electric	111	107	4	13	13	–
Autres entreprises d'électricité	372	347	25	22	25	(3)
<b>Activités non réglementées</b>						
Infrastructures énergétiques	50	64	(14)	22	25	(3)
Siège social et autres	–	–	–	(33)	(73)	40
Éliminations intersectorielles	(3)	(3)	–	–	–	–
<b>Total</b>	<b>2 206</b>	<b>2 111</b>	<b>95</b>	<b>261</b>	<b>134</b>	<b>127</b>
Bénéfice de base par action ordinaire (\$)				0,61	0,32	0,29
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)				427,5	420,1	7,4

### Produits

La hausse des produits est principalement attribuable à la hausse des ventes d'électricité en raison de l'augmentation de la capacité du réseau d'UNS Energy, de l'incidence favorable du change et du transfert dans les tarifs facturés aux clients de la hausse globale du coût des produits de base. La hausse a été partiellement contrebalancée par le recouvrement moindre, au moyen des tarifs facturés aux clients, associé à la réduction du taux d'imposition des sociétés fédéral par suite de la réforme fiscale américaine.

### Bénéfice

L'augmentation du bénéfice s'explique principalement par la diminution de la charge d'impôt sur le résultat, surtout en raison d'une charge non récurrente de 146 millions \$ comptabilisée en 2017 liée à la réforme fiscale américaine, ainsi que par l'incidence fiscale favorable de la réévaluation des passifs d'impôt différé liés aux actifs détenus en vue de la vente. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par le profit de change latent de 21 millions \$ sur le prêt d'une société affiliée libellé en dollars américains en 2017.

## Bénéfice de base par action ordinaire

Le bénéfice de base par action ordinaire a augmenté de 0,29 \$ par rapport au quatrième trimestre de 2017, en raison de la hausse du bénéfice découlant des facteurs susmentionnés, partiellement contrebalancée par l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation résultant du régime de réinvestissement des dividendes de la Société.

## Sommaire des flux de trésorerie consolidés

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2018	2017	Écart
Trésorerie au début de la période	195	252	(57)
<b>Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) :</b>			
Activités d'exploitation	537	766	(229)
Activités d'investissement	(999)	(882)	(117)
Activités de financement	598	191	407
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	16	–	16
Trésorerie liée aux actifs détenus en vue de la vente	(15)	–	(15)
<b>Trésorerie à la fin de la période</b>	<b>332</b>	<b>327</b>	<b>5</b>

La diminution des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour le trimestre s'explique principalement par des variations défavorables du fonds de roulement en raison du calendrier de paiement des frais de transport, la diminution du bénéfice en trésorerie et des variations défavorables des reports réglementaires à long terme de FortisAlberta attribuables au report de la hausse des coûts de stockage et de transport du gaz de FortisBC Energy ayant découlé d'un incident sur un pipeline de gaz survenu au quatrième trimestre de 2018.

L'augmentation des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le trimestre est attribuable à la hausse des dépenses d'investissement, principalement pour FortisBC Energy.

L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le trimestre s'explique surtout par la baisse des remboursements sur la dette à long terme et des remboursements nets effectués sur les emprunts aux termes des facilités de crédit et les emprunts à court terme. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par la diminution du produit des émissions de titres d'emprunt à long terme, en particulier pour ITC.

## SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

L'information trimestrielle est tirée des états financiers intermédiaires 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

Trimestres clos les	Produits (en millions \$)	Bénéfice net	Bénéfice par action ordinaire	
		attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	De base (en \$)	Dilué (en \$)
31 décembre 2018	2 206	261	0,61	0,61
30 septembre 2018	2 040	276	0,65	0,65
30 juin 2018	1 947	240	0,57	0,57
31 mars 2018	2 197	323	0,77	0,76
31 décembre 2017	2 111	134	0,32	0,31
30 septembre 2017	1 901	278	0,66	0,66
30 juin 2017	2 015	257	0,62	0,62
31 mars 2017	2 274	294	0,72	0,72

Le sommaire des huit derniers trimestres reflète la croissance interne continue de la Société, le caractère saisonnier de ses activités et l'incidence de la réforme fiscale américaine entrée en vigueur en décembre 2017. Les résultats intermédiaires varient en raison de la nature saisonnière de la demande d'électricité et de gaz, ainsi qu'en fonction du calendrier et de l'application des décisions des autorités 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 2018/décembre 2017

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 261 millions \$, ou 0,61 \$ par action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2018, comparativement à un bénéfice de 134 millions \$, ou 0,32 \$ par action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2017. 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 2018/septembre 2017

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 276 millions \$, ou 0,65 \$ par action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2018, comparativement à un bénéfice de 278 millions \$, ou 0,66 \$ par action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2017. La diminution du bénéfice s'explique principalement par les facteurs suivants : i) la réception d'une indemnité de rupture relative à la résiliation de l'accord d'acquisition du barrage Waneta comptabilisée au troisième trimestre de 2017; et ii) la baisse du bénéfice d'Aitken Creek se rapportant aux pertes nettes latentes résultant de l'évaluation à la valeur de marché de contrats dérivés liés au gaz naturel d'un trimestre à l'autre. La baisse a été partiellement contrebalancée par : i) la croissance de la base tarifaire favorisée par ITC; ii) les ventes d'électricité favorables d'UNS Energy; iii) le rendement des entreprises de services publics canadiennes et caribéennes, contrebalancé par la hausse des charges d'exploitation et d'intérêts de FortisBC Energy; et iv) l'incidence favorable du change.

## Juin 2018/juin 2017

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 240 millions \$, ou 0,57 \$ par action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2018, comparativement à un bénéfice de 257 millions \$, ou 0,62 \$ par action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2017. La diminution du bénéfice s'explique principalement par les facteurs suivants : i) la baisse du bénéfice d'Aitken Creek se rapportant aux pertes nettes latentes résultant de l'évaluation à la valeur de marché de contrats dérivés liés au gaz naturel d'un trimestre à l'autre; ii) l'incidence de la réforme fiscale américaine; iii) l'incidence défavorable du change; et iv) le règlement favorable de questions relatives à UNS Energy en ce qui a trait aux remboursements au titre des coûts de transport ordonnés par la FERC en 2017. Cette diminution a été partiellement contrebalancée par le règlement de la réclamation d'assurance de FortisTCL pour les pertes d'exploitation dues à l'ouragan *Irma*, ainsi que par la croissance de la base tarifaire.

## Mars 2018/mars 2017

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 323 millions \$, ou 0,77 \$ par action ordinaire, pour le premier trimestre de 2018, comparativement à un bénéfice de 294 millions \$, ou 0,72 \$ par action ordinaire, pour le premier trimestre de 2017. L'augmentation du bénéfice s'explique principalement par les facteurs suivants : i) le montant non récurrent lié à la réévaluation des passifs d'impôt différé de la Société par suite de sa décision de présenter une déclaration de revenus d'État consolidée; ii) l'incidence des nouveaux tarifs d'UNS Energy sur un trimestre complet par rapport à l'exercice précédent; et iii) la croissance de la base tarifaire. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par les facteurs suivants : i) l'incidence défavorable du change; ii) la baisse du bénéfice d'Aitken Creek se rapportant aux pertes nettes latentes résultant de l'évaluation à la valeur de marché de contrats dérivés liés au gaz naturel d'un trimestre à l'autre; iii) les différences temporaires pour Newfoundland Power; et iv) le règlement favorable de questions relatives à UNS Energy en ce qui a trait aux remboursements au titre des coûts de transport ordonnés par la FERC de 7 millions \$ en 2017.

## 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 autorités 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 2018, sous la supervision de la direction de la Société et avec la participation de cette dernière, 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 2018.

### 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. 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 2018, d'après les critères énoncés dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)* publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission. Compte tenu de son évaluation, la direction de la Société a conclu qu'au 31 décembre 2018, le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société était efficace.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, aucun changement apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société n'a eu ou n'est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur son contrôle interne à l'égard de l'information financière.

## PERSPECTIVES

À long terme, Fortis est en bonne situation pour accroître la valeur pour les actionnaires grâce à la mise en œuvre de son programme d'investissement, à l'équilibre et à la solidité de son portefeuille diversifié d'entreprises de services publics, ainsi qu'aux possibilités de croissance dans les territoires qu'elle dessert.

Le programme d'investissement sur cinq ans d'un montant de 17,3 milliards \$ de la Société devrait accroître la base tarifaire pour la faire passer de 26,1 milliards \$ en 2018 à environ 32,0 milliards \$ en 2021 et à 35,5 milliards \$ en 2023, ce qui se traduit par des taux de croissance annuels composés sur trois ans et sur cinq ans de 7,1 % et de 6,3 %, respectivement. Le programme d'investissement sur cinq ans vise à accroître la capacité du système et à améliorer la sécurité et la fiabilité du service aux clients par l'entremise d'investissements destinés à perfectionner et à automatiser le réseau électrique, à améliorer la capacité du réseau de gaz naturel et l'intégrité du réseau de canalisations de gaz, à augmenter la cyberprotection et à permettre au réseau de livrer une énergie plus propre.

Fortis met l'accent sur la saisie de nouvelles occasions de croissance pour ses filiales, y compris le projet de raccordement d'ITC sous le lac Érié, des investissements dans des infrastructures de gaz pour FortisBC Energy et des investissements dans l'énergie renouvelable ainsi que dans des projets de stockage pour UNS Energy.

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 6 % jusqu'en 2023. 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 fructueuse 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 2019, la Société avait émis et mis en circulation 428,6 millions d'actions ordinaires; 5,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série F; 9,2 millions d'actions privilégiées de premier rang, série G; 7,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série H; 3,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série I; 8,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série J; 10,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série K; et 24,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série M. 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 2019 est d'environ 4,8 millions.

Vous pouvez obtenir d'autres renseignements en consultant les adresses [www.fortisinc.com](http://www.fortisinc.com), [www.sedar.com](http://www.sedar.com) ou [www.sec.gov](http://www.sec.gov). Les renseignements présentés sur ces sites Web ou auxquels on peut accéder par l'entremise de ces derniers ne sont pas intégrés par renvoi au présent document.

## Table des matières

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.....	<b>74</b>	NOTE 12 Immobilisations corporelles.....	<b>101</b>
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant – Opinion sur les états financiers consolidés.....	<b>75</b>	NOTE 13 Immobilisations incorporelles.....	<b>102</b>
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant – Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.....	<b>76</b>	NOTE 14 Goodwill.....	<b>103</b>
Bilans consolidés.....	<b>77</b>	NOTE 15 Créiteurs et autres passifs courants.....	<b>103</b>
États consolidés du résultat net.....	<b>78</b>	NOTE 16 Dette à long terme.....	<b>104</b>
États consolidés du résultat global.....	<b>78</b>	NOTE 17 Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières.....	<b>107</b>
Tableaux consolidés des flux de trésorerie.....	<b>79</b>	NOTE 18 Autres passifs.....	<b>109</b>
États consolidés des variations des capitaux propres.....	<b>80</b>	NOTE 19 Bénéfice par action ordinaire.....	<b>109</b>
<b>Notes afférentes aux états financiers consolidés</b>		NOTE 20 Actions privilégiées.....	<b>110</b>
NOTE 1 Description des activités.....	<b>81</b>	NOTE 21 Cumul des autres éléments du résultat global.....	<b>111</b>
NOTE 2 Réglementation.....	<b>83</b>	NOTE 22 Régimes de rémunération fondée sur des actions.....	<b>111</b>
NOTE 3 Sommaire des principales méthodes comptables.....	<b>85</b>	NOTE 23 Autres produits, montant net.....	<b>114</b>
NOTE 4 Futures prises de position faisant autorité en comptabilité.....	<b>93</b>	NOTE 24 Impôt sur le résultat.....	<b>115</b>
NOTE 5 Information sectorielle.....	<b>94</b>	NOTE 25 Avantages du personnel futurs.....	<b>117</b>
NOTE 6 Produits.....	<b>96</b>	NOTE 26 Résiliation d'un accord d'acquisition.....	<b>121</b>
NOTE 7 Débiteurs et autres actifs courants.....	<b>97</b>	NOTE 27 Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie.....	<b>122</b>
NOTE 8 Stocks.....	<b>97</b>	NOTE 28 Juste valeur des instruments financiers et gestion du risque.....	<b>122</b>
NOTE 9 Actifs et passifs réglementaires.....	<b>98</b>	NOTE 29 Entité à détenteurs de droits variables.....	<b>127</b>
NOTE 10 Actifs détenus en vue de la vente.....	<b>100</b>	NOTE 30 Engagements et éventualités.....	<b>128</b>
NOTE 11 Autres actifs.....	<b>100</b>	NOTE 31 Chiffres correspondants.....	<b>129</b>

### 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 « CIIF »). Le CIIF de la Société 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 application par le conseil d'administration, la direction et le 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 CIIF pourrait ne pas prévenir ni détecter certaines anomalies. En outre, 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.

La direction de la Société, y compris son chef de la direction et son chef des finances, a évalué l'efficacité du CIIF de la Société au 31 décembre 2018, d'après les critères énoncés dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission. Compte tenu de son évaluation, la direction a conclu qu'au 31 décembre 2018, le CIIF de la Société était efficace.

Le CIIF de la Société a été audité au 31 décembre 2018 par Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l., cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, qui a également audité les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. a émis une opinion sans réserve pour ces deux audits.

Le 14 février 2019

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



**Barry V. Perry**

St. John's, Canada

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



**Jocelyn H. Perry**

## 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

Nous avons effectué l'audit des bilans consolidés ci-joints de Fortis Inc. et ses filiales (la « Société ») aux 31 décembre 2018 et 2017, et les états consolidés du résultat net, les états consolidés du résultat global, les tableaux consolidés des flux de trésorerie et les états consolidés des variations des capitaux propres connexes pour chacun des exercices compris dans la période de deux ans close le 31 décembre 2018 ainsi que les notes y afférentes (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 aux 31 décembre 2018 et 2017, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de deux ans close le 31 décembre 2018 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique.

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 2018, d'après les critères énoncés dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, et notre rapport daté du 14 février 2019 exprime une opinion sans réserve sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

### Fondement de l'opinion

La responsabilité des présents états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers de la Société sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous sommes tenus d'être indépendants de la Société au sens des lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et des règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons les audits 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. Nos audits impliquent la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et la mise en œuvre de procédures pour répondre à ces risques. Ces procédures comprennent le contrôle par sondages d'éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers. Nos audits comportent également l'appréciation des méthodes comptables retenues et des estimations importantes faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à notre opinion.

*Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l.*

### Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l.

Comptables professionnels agréés

St. John's, Canada

Le 14 février 2019

Nous agissons en tant qu'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 2018, d'après les critères énoncés dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the 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 2018, 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 2018 et pour l'exercice clos à cette date conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (« PCAOB »), et nous avons exprimé dans notre rapport daté du 14 février 2019 une opinion 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 sommes tenus d'être indépendants de la Société au sens des lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et des règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

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 à l'égard de l'information financière efficace 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. 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, 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.

*Deloitte S.E.N.C.R.L./S.R.L.*

### Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l.

Comptables professionnels agréés

St. John's, Canada

Le 14 février 2019

## BILANS CONSOLIDÉS

### FORTIS INC.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

	2018	2017
<b>ACTIF</b>		
<b>Actifs courants</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	332 \$	327 \$
Débiteurs et autres actifs courant (note 7)	1 357	1 131
Charges payées d'avance	84	79
Stocks (note 8)	398	367
Actifs réglementaires (note 9)	324	303
Actifs détenus en vue de la vente (note 10)	766	–
<b>Total des actifs courants</b>	<b>3 261</b>	<b>2 207</b>
Autres actifs (note 11)	552	480
Actifs réglementaires (note 9)	2 854	2 742
Immobilisations corporelles, montant net (note 12)	32 654	29 668
Immobilisations incorporelles, montant net (note 13)	1 200	1 081
Goodwill (note 14)	12 530	11 644
<b>Total de l'actif</b>	<b>53 051 \$</b>	<b>47 822 \$</b>
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		
<b>Passifs courants</b>		
Emprunts à court terme (note 16)	60 \$	209 \$
Créditeurs et autres passifs courants (note 15)	2 289	2 053
Passifs réglementaires (note 9)	656	490
Tranche courante de la dette à long terme (note 16)	926	705
Tranche courante des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières (note 17)	252	47
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (note 10)	69	–
<b>Total des passifs courants</b>	<b>4 252</b>	<b>3 504</b>
Autres passifs (note 18)	1 138	1 210
Passifs réglementaires (note 9)	2 970	2 956
Impôt différé (note 24)	2 686	2 298
Dette à long terme (note 16)	23 159	20 691
Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières (note 17)	390	414
<b>Total du passif</b>	<b>34 595</b>	<b>31 073</b>
Engagements et éventualités (note 30)		
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires <sup>1</sup>	11 889	11 582
Actions privilégiées (note 20)	1 623	1 623
Surplus d'apport	11	10
Cumul des autres éléments du résultat global (note 21)	928	61
Bénéfices non distribués	2 082	1 727
<b>Capitaux propres</b>	<b>16 533</b>	<b>15 003</b>
Participations ne donnant pas le contrôle	1 923	1 746
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>18 456</b>	<b>16 749</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>53 051 \$</b>	<b>47 822 \$</b>

<sup>1</sup> Sans valeur nominale : nombre illimité d'actions autorisées; 428,5 millions et 421,1 millions d'actions émises et en circulation, respectivement, aux 31 décembre 2018 et 2017.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Approuvés au nom du conseil d'administration,



Douglas J. Haughey,  
Administrateur



Tracey C. Ball,  
Administratrice

## ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT NET

### FORTIS INC.

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

	2018	2017
<b>Produits</b> (note 6)	<b>8 390 \$</b>	8 301 \$
<b>Charges</b>		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	2 495	2 361
Charges d'exploitation	2 287	2 250
Amortissements	1 243	1 179
<b>Total des charges</b>	<b>6 025</b>	5 790
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>2 365</b>	2 511
Autres produits, montant net (note 23)	60	116
Charges financières	974	914
<b>Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat</b>	<b>1 451</b>	1 713
Charge d'impôt sur le résultat (note 24)	165	588
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 286 \$</b>	1 125 \$
<b>Bénéfice net attribuable aux :</b>		
Participations ne donnant pas le contrôle	120 \$	97 \$
Actionnaires privilégiés	66	65
Actionnaires ordinaires	1 100	963
	<b>1 286 \$</b>	1 125 \$
<b>Bénéfice par action ordinaire</b> (note 19)		
De base	2,59 \$	2,32 \$
Dilué	2,59 \$	2,31 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés

## ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

### FORTIS INC.

Pour les exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

	2018	2017
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 286 \$</b>	1 125 \$
<b>Autres éléments de bénéfice global (de perte globale)</b>		
Profits (pertes) de change latent(e)s, déduction faite des activités de couverture et de l'économie (de la charge) d'impôt sur le résultat de 11 millions \$ et de (2) millions \$, respectivement	985	(781)
Autres, déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de 2 millions \$ et de néant, respectivement	6	(2)
	<b>991</b>	(783)
<b>Bénéfice global</b>	<b>2 277 \$</b>	342 \$
<b>Bénéfice global (perte globale) attribuable aux :</b>		
Participations ne donnant pas le contrôle	244 \$	(2)\$
Actionnaires privilégiés	66	65
Actionnaires ordinaires	1 967	279
	<b>2 277 \$</b>	342 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés

## TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

### FORTIS INC.

Pour les exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

	2018	2017
<b>Activités d'exploitation</b>		
Bénéfice net	<b>1 286 \$</b>	1 125 \$
Ajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation :		
Amortissement – immobilisations corporelles	<b>1 107</b>	1 055
Amortissement – immobilisations incorporelles	<b>106</b>	97
Amortissement – autres	<b>30</b>	27
Charge d'impôt différé (note 24)	<b>136</b>	544
Composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (note 23)	<b>(64)</b>	(74)
Autres	<b>92</b>	11
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	<b>13</b>	68
Variation du fonds de roulement (note 27)	<b>(102)</b>	(97)
<b>Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation</b>	<b>2 604</b>	2 756
<b>Activités d'investissement</b>		
Dépenses d'investissement – immobilisations corporelles	<b>(3 032)</b>	(2 813)
Dépenses d'investissement – immobilisations incorporelles	<b>(186)</b>	(211)
Apports sous forme d'aide à la construction	<b>106</b>	102
Autres	<b>(140)</b>	(103)
<b>Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement</b>	<b>(3 252)</b>	(3 025)
<b>Activités de financement</b>		
Produit de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission (note 16)	<b>1 566</b>	2 538
Remboursements de la dette à long terme, des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières	<b>(563)</b>	(952)
Emprunts sur les facilités de crédit confirmées (note 31)	<b>5 666</b>	6 461
Remboursements sur les facilités de crédit confirmées (note 31)	<b>(5 523)</b>	(7 480)
Variation des emprunts à court terme, montant net (note 31)	<b>38</b>	(192)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais et des dividendes réinvestis	<b>34</b>	561
Dividendes		
Actions ordinaires, déduction faite des dividendes réinvestis	<b>(459)</b>	(419)
Actions privilégiées	<b>(66)</b>	(65)
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	<b>(85)</b>	(109)
Autres	<b>36</b>	(4)
<b>Flux de trésorerie provenant des activités de financement</b>	<b>644</b>	339
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	<b>24</b>	(12)
<b>Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>20</b>	58
Moins : trésorerie liée aux actifs détenus en vue de la vente (note 10)	<b>(15)</b>	–
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	<b>327</b>	269
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>332 \$</b>	327 \$
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie (note 27)		

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés

## ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

### FORTIS INC.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017 (en millions de dollars canadiens, sauf le nombre d'actions)	Actions privilégiées (en millions)	Actions ordinaires	Actions privilégiées (note 20)	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat net (note 21)	Bénéfices non distribués	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Au 31 décembre 2017	421,1	11 582 \$	1 623 \$	10 \$	61 \$	1 727 \$	1 746 \$
Bénéfice net	-	-	-	-	-	1 166	120	1 286
Autres éléments de bénéfice global	-	-	-	-	867	-	124	991
Actions ordinaires émises	7,4	307	-	(1)	-	-	-	306
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(85)	(85)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (1,75 \$ par action)	-	-	-	-	-	(745)	-	(745)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	-	-	-	-	-	(66)	-	(66)
Autres	-	-	-	2	-	-	18	20
<b>Au 31 décembre 2018</b>	<b>428,5</b>	<b>11 889 \$</b>	<b>1 623 \$</b>	<b>11 \$</b>	<b>928 \$</b>	<b>2 082 \$</b>	<b>1 923 \$</b>	<b>18 456 \$</b>
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 de perte globale	-	-	-	-	(684)	-	(99)	(783)
Actions ordinaires émises	19,6	820	-	(5)	-	-	-	815
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)
Autres	-	-	-	3	-	-	4	7
Au 31 décembre 2017	421,1	11 582 \$	1 623 \$	10 \$	61 \$	1 727 \$	1 746 \$	16 749 \$

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société ») est essentiellement une société de portefeuille nord-américaine de services publics d'électricité et de gaz. Les entités au sein des secteurs à présenter qui suivent fonctionnent sur une base essentiellement autonome.

### Entreprises de services publics réglementés

#### *ITC*

Entreprise qui englobe principalement ITC Holdings Corp., ITC Investment Holdings Inc. 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. Fortis détient une participation de 80,1 % dans ITC et une société affiliée de GIC Private Limited détient une participation minoritaire de 19,9 %.

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.

#### *UNS Energy*

Entreprise qui englobe UNS Energy Corporation; qui comprend principalement Tucson Electric Power Company (« TEP »), UNS Electric, Inc. (« UNS Electric ») et UNS Gas, Inc. (« UNS Gas »).

TEP, la plus importante filiale en exploitation d'UNS Energy, et UNS Electric sont des sociétés de services publics réglementés d'électricité intégrées verticalement. Elles produisent et transportent de l'électricité, qu'elles distribuent 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 et dans les comtés de Santa Cruz et de Mohave. TEP vend également de l'électricité à d'autres entités situées dans l'ouest des États-Unis. Ensemble, elles détiennent une capacité de production de 3 377 mégawatts (« MW »), y compris 57 MW de capacité de production d'énergie solaire. Plusieurs des actifs de production dans lesquels elles 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.

#### *Central Hudson*

Englobe principalement CH Energy Group, Inc. et Central Hudson Gas & Electric Corporation. Central Hudson est une entreprise de services publics réglementés de transport et de distribution d'électricité et de gaz qui fournit des services dans certaines zones de la région médiane de la vallée de l'Hudson, dans l'État de New York, et détient une capacité de production hydroélectrique et alimentée au gaz totalisant 64 MW.

#### *FortisBC Energy*

Comprend principalement FortisBC Energy Inc., la plus importante société réglementée de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique qui fournit des services de transport et de distribution dans plus de 135 communautés. FortisBC Energy achète du gaz naturel provenant surtout de la région nord-est de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, en vue de sa revente à la majeure partie de ses clients.

#### *FortisAlberta*

FortisAlberta Inc. est une entreprise de services publics réglementés de distribution d'électricité qui exerce ses activités dans une importante partie du sud et du centre de l'Alberta. Elle ne fait pas la vente directe d'électricité.

#### *FortisBC Electric*

Comprend principalement FortisBC Inc., une société de services publics réglementés d'électricité intégrée qui exerce ses activités dans la région intérieure du sud de la Colombie-Britannique. Elle possède quatre centrales hydroélectriques dont la puissance combinée s'élève à 225 MW. La société fournit également des services d'exploitation, de maintenance et de gestion à quatre centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique appartenant à des tiers et à la centrale hydroélectrique Expansion Waneta de 335 MW (l'« Expansion Waneta »), dans laquelle Fortis détient indirectement une participation donnant le contrôle de 51 % (notes 10 et 29).

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS (suite)

### Entreprises de services publics réglementés (suite)

#### Autres entreprises d'électricité

Comprennent les entreprises de services publics de l'est du Canada et des Caraïbes suivantes : Newfoundland Power Inc. (« Newfoundland Power »); Maritime Electric Company, Limited (« Maritime Electric »); FortisOntario Inc. (« FortisOntario »); une participation en actions de 49 % dans Wataynikaneyap Power Limited Partnership (la « société en commandite Wataynikaneyap ») (note 11); une participation donnant le contrôle d'environ 60 % dans Caribbean Utilities Company, Ltd. (« Caribbean Utilities »); FortisTCl Limited et Turks and Caicos Utilities Limited (collectivement « FortisTCl »); et une participation en actions de 33 % dans Belize Electricity Limited (« BEL ») (note 11).

En janvier 2019, Fortis a réduit sa participation en actions dans la société en commandite Wataynikaneyap, la faisant passer de 49 % à 39 %, en vue de faciliter l'inclusion de deux nouvelles collectivités des Premières Nations dans la société en commandite.

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, avec une capacité de production de 139 MW, dont 97 MW provient d'installations hydroélectriques. 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. »), avec une capacité de production sur l'Île 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 24 collectivités des Premières Nations et Fortis, dont le mandat est de relier les collectivités des Premières Nations éloignées au réseau électrique de l'Ontario au moyen de l'installation de nouvelles lignes de transport.

Caribbean Utilities est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée et l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, grâce à sa capacité de production au diesel de 161 MW. FortisTCl comprend deux entreprises de services publics réglementés d'électricité intégrées qui fournissent de l'électricité dans certaines îles Turks et Caicos et a une capacité de production au diesel de 91 MW. BEL 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 »). Les actifs de production en Colombie-Britannique comprennent la participation de la Société dans l'Expansion Waneta (note 10), dont la production est vendue à British Columbia Hydro and Power Authority (« BC Hydro ») et à FortisBC Electric en vertu de contrats d'achat d'électricité (« CAE ») 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 »), la filiale indirecte entièrement détenue de la Société. La production est vendue à BEL en vertu de CAÉ de 50 ans. Fortis détient une participation indirecte de 93,8 % de Aitken Creek, la participation restante étant détenue par BP Canada Energy Company. Aitken Creek est la seule installation de stockage souterrain de gaz naturel en Colombie-Britannique, avec une capacité de 77 milliards de pieds cubes.

#### Siège social et autres

Secteur qui permet de saisir les charges et les produits qui ne sont pas précisément liés à un secteur à présenter, de même que les activités qui se trouvent sous le seuil requis pour être présentées en tant que secteur distinct, y compris les charges nettes du siège social de Fortis et de la société de portefeuille non réglementée FortisBC Holdings Inc. (« FHI »).

## 2. RÉGLEMENTATION

### Généralités

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés de la Société est calculé d'après la réglementation fondée sur le coût du service, parfois au moyen de mécanismes de tarification axée sur le rendement (« TAR »).

En vertu de la réglementation fondée sur le coût du service, les autorités de réglementation établissent les tarifs facturés aux clients de façon à permettre un recouvrement raisonnable, en temps opportun, des coûts de prestation 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 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 sur la base tarifaire (« RAB »), approuvés par l'autorité de réglementation, pourrait dépendre de la réalisation des prévisions établies dans les processus d'établissement des tarifs. L'utilisation d'une année témoin historique pour établir les tarifs facturés aux clients peut entraîner un décalage attribuable à la réglementation entre le moment où les coûts sont engagés et celui où ils sont reflétés dans les tarifs facturés aux clients.

Lorsque des mécanismes de TAR sont utilisés pour établir les tarifs facturés aux clients, une formule est habituellement appliquée pour tenir compte de l'inflation et des améliorations présumées de la productivité pour une durée déterminée. Les mécanismes de TAR doivent permettre à une entreprise de services publics de recouvrer de manière prudente, selon une possibilité raisonnable, les coûts engagés 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 autorités de réglementation respectives, à transférer aux clients, sans majoration, le coût du gaz naturel, du combustible ou de l'électricité acheté au moyen des tarifs de base facturés aux clients ou à utiliser des mécanismes de stabilisation tarifaire et d'autres mécanismes (note 9).

### ITC

ITC est réglementée par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») en vertu de la *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. Un mécanisme d'ajustement annuel compare les besoins en produits réels et le montant des produits facturés et tout écart est pris en compte et reflété dans les tarifs 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 les clients auprès de la FERC. Les tarifs d'ITC reflètent un RCP autorisé de 11,07 % à 12,16 % appliqué sur une structure du capital comprenant 60 % de capitaux propres ordinaires pour 2018 (RCP de 11,32 % à 12,16 % appliqué sur une structure du capital comprenant 60 % de capitaux propres ordinaires pour 2017).

### Plainte relative aux suppléments incitatifs

En avril 2018, une plainte a été déposée par un tiers auprès de la FERC, laquelle remettait en question les suppléments incitatifs au titre de l'indépendance inclus dans les tarifs de transport facturés par les propriétaires de lignes de transport qui exercent leurs activités dans la zone couverte par Midcontinent Independent System Operator (« MISO »), qui comprend ITC Transmission, METC et ITC Midwest (collectivement, les « filiales d'ITC membres de MISO »). Le supplément permettait une majoration maximale de 0,50 % ou de 1,00 % du RCP autorisé, sous réserve de tout plafond au titre du RCP fixé par la FERC. En octobre 2018, la FERC a rendu une ordonnance imposant la réduction des suppléments à 0,25 % à compter du 20 avril 2018. Ceci équivalait à une réduction de 0,25 % du RCP par rapport à la majoration d'approximativement 0,50 % qu'ITC tirait des tarifs précédemment approuvés par la FERC. Les filiales d'ITC membres de MISO ont cherché à obtenir une nouvelle audience à l'égard de cette ordonnance et ont commencé à refléter le supplément de 0,25 % dans les tarifs de transport en novembre 2018. Les remboursements ont commencé au quatrième trimestre de 2018 et ont pris fin au premier trimestre de 2019. L'ordonnance ne devrait pas avoir une incidence significative sur le bénéfice ni sur les flux de trésorerie de la Société.

### Plaintes relatives au RCP

Deux plaintes de propriétaires tiers ont demandé à ce que le RCP de base pour les propriétaires de lignes de transport membres de MISO, y compris les filiales d'ITC membres de MISO, ne soit plus considéré comme 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 des dates des ordonnances.

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 %, soit une baisse par rapport à 12,38 %, ainsi que d'un RCP maximal de 11,35 %. Ces taux s'appliquent prospectivement à compter de septembre 2016 jusqu'à ce qu'un RCP approuvé soit appliqué pour la deuxième période de remboursement. Les propriétaires de lignes de transport membres de MISO ont cherché à obtenir une nouvelle audience à l'égard de cette ordonnance. Le montant total du remboursement lié à la plainte initiale découlant de l'ordonnance émise par la FERC en septembre 2016 se chiffrait à 158 millions \$ (118 millions \$ US), y compris les intérêts, et a été payé en 2017 (note 9).

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 %. 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 de MISO ont déposé une requête demandant à la FERC de rejeter la deuxième plainte. En attendant une ordonnance de la FERC, un passif réglementaire estimé de 206 millions \$ (151 millions \$ US) a été comptabilisé (31 décembre 2017 – 182 millions \$ [145 millions \$ US]) (note 9).

L'issue de la plainte initiale et de la deuxième plainte est encore incertaine, en partie du fait que la FERC a émis, en novembre 2018, une ordonnance proposant une nouvelle méthode pour déterminer un RCP juste et raisonnable. Si cette proposition est menée à terme, la méthode proposée sera utilisée pour régler les plaintes d'ITC relatives au RCP actuellement en instance. Des mémoires devraient être déposés au premier semestre de 2019 quant à l'adoption proposée de la nouvelle méthode.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 2. RÉGLEMENTATION (suite)

### UNS Energy

UNS Energy est réglementée par l'Arizona Corporation Commission (« ACC ») et certaines de ses activités sont assujetties à la réglementation de la FERC en vertu de la *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.

Depuis le 27 février 2017, les tarifs de TEP reflètent un RCP autorisé de 9,75 % appliqué sur une structure du capital comprenant approximativement 50 % de capitaux propres ordinaires depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2013, avant quoi le RCP autorisé s'établissait à 10,0 % appliqué sur une structure du capital comprenant 43,5 % de capitaux propres ordinaires. Depuis le 1<sup>er</sup> août 2016, les tarifs d'UNS Electric reflètent un RCP autorisé de 9,5 % appliqué sur une structure du capital comprenant 52,8 % de capitaux propres ordinaires. Depuis le 1<sup>er</sup> mai 2012, les tarifs d'UNS Gas reflètent un RCP autorisé de 9,75 % appliqué sur une structure du capital comprenant 50,8 % de capitaux propres ordinaires.

### Central Hudson

Central Hudson est régie par la Public Service Commission (« PSC ») de l'État de New York et certaines de ses activités sont assujetties à la réglementation de la FERC en vertu de la *Federal Power Act* (États-Unis). Central Hudson utilise une année témoin future pour établir les tarifs.

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2018, aux termes d'une entente de règlement tarifaire triennale découlant d'une demande tarifaire générale déposée en 2017, les tarifs de Central Hudson reflètent un RCP autorisé de 8,8 % appliqué sur une structure du capital comprenant 48 %, 49 % et 50 % de capitaux propres ordinaires au cours des première, deuxième et troisième années, respectivement. Auparavant, depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2015, le RCP autorisé de Central Hudson s'établissait à 9,0 % appliqué sur une structure du capital comprenant 48 % de capitaux propres ordinaires.

Central Hudson est également assujettie à un mécanisme de partage des bénéfices, selon lequel l'entreprise et ses clients se partagent en parts égales le bénéfice entre 50 et 100 points de base au-dessus du RCP autorisé. Si le bénéfice est supérieur, il est essentiellement transféré aux clients.

### 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 régimes de TAR pluriannuels pour les années 2014 à 2019, selon lesquels les besoins en produits initiaux sont d'abord établis et utilisés pour fixer les tarifs initiaux. Par la suite, un calcul prescrit est appliqué chaque année aux tarifs de l'année précédente en vue d'établir les nouveaux tarifs pour le reste de la période pluriannuelle.

Les régimes de TAR tiennent compte de mécanismes incitatifs d'amélioration de l'efficacité pour les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement. Les charges d'exploitation et de maintenance et les dépenses d'investissement de base pour la durée des régimes de TAR font l'objet d'une formule incitative qui tient compte des coûts marginaux dus à l'inflation et de la moitié de la croissance 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 régimes de TAR approuvés comportent en outre un partage en parts égales des écarts par rapport aux charges d'exploitation et de maintenance et aux dépenses d'investissement estimées d'après une formule sur la durée des régimes de 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.

FortisBC Energy a été désignée par la BCUC à titre d'entreprise de services publics de référence en Colombie-Britannique, et depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, ses tarifs reflètent un RCP autorisé de 8,75 % et une structure du capital comprenant 38,5 % de capitaux propres ordinaires.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, les tarifs de FortisBC Electric reflètent un RCP autorisé de 9,15 % et une structure du capital comprenant 40 % de capitaux propres ordinaires.

### FortisAlberta

FortisAlberta est régie par l'Alberta Utilities Commission, 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 des régimes de TAR pluriannuels pour les années 2013 à 2017 et 2018 à 2022, selon lesquels les besoins en produits initiaux sont d'abord établis et utilisés pour fixer les tarifs initiaux. Par la suite, un calcul prescrit est appliqué chaque année aux tarifs de l'année précédente en vue d'établir les nouveaux tarifs pour le reste de la période pluriannuelle.

Les régimes de TAR comprennent des mécanismes de recouvrement ou de règlement des éléments désignés pour transfert direct aux clients (« facteur Y ») et le recouvrement de coûts rattachés aux dépenses d'investissement qui ne sont pas recouverts par la formule (« suivi du capital » ou « facteur K »). Ils comprennent également un facteur Z, une procédure de correction de la TAR et un mécanisme de report de l'efficacité. Le facteur Z permet de demander le recouvrement des coûts, sous réserve de certains seuils, attribuables à des événements importants imprévus. La procédure de correction de la TAR permet, sous réserve de certains seuils, de demander la révision du régime de TAR et un rajustement afin de pallier certains problèmes particuliers touchant sa conception ou son fonctionnement. Le mécanisme de report de l'efficacité 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.

Aux termes d'une instance liée au coût du capital générique conclue en 2018, les tarifs de FortisAlberta reflètent un RCP autorisé de 8,5 % appliqué sur une structure du capital comprenant 37 % de capitaux propres ordinaires pour 2018–2020, soit un RCP inchangé par rapport à 2017.

### Autres entreprises d'électricité

Newfoundland Power est régie par le Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities en vertu de la *Public Utilities Act* (Terre-Neuve-et-Labrador) et utilise une année témoin future pour établir les tarifs. Pour la période allant de 2016 à 2018, les tarifs de Newfoundland Power reflètent un RCP autorisé de 8,5 % appliqué sur une structure du capital comprenant 45 % de capitaux propres ordinaires.

Maritime Electric est régie par la Island Regulatory and Appeals Commission en vertu des dispositions de la *Electric Power Act* (Î.-P.-É.), de la *Renewable Energy Act* (Î.-P.-É.) et de la *Electric Power (Electricity Rate-Reduction) Amendment Act* (Î.-P.-É.) et utilise une année témoin future pour établir les tarifs. Depuis le 1<sup>er</sup> mars 2016 et pour une période de trois ans, les tarifs de Maritime Electric reflètent un RCP autorisé de 9,35 % appliquée sur une structure du capital comprenant 40 % de capitaux propres ordinaires.

Les trois entreprises de services publics de FortisOntario sont régies par la Commission de l'énergie de l'Ontario en vertu des dispositions de la *Loi sur l'électricité* (Ontario) et de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (Ontario). Deux des entreprises de services publics de FortisOntario utilisent une année témoin future pour établir les tarifs en vertu de régimes de TAR pour une période de cinq ans, selon lesquels les besoins en produits initiaux sont d'abord établis et utilisés pour fixer les tarifs initiaux. Par la suite, un calcul prescrit utilisant des facteurs inflationnistes moins une cible d'efficacité est appliqué chaque année aux tarifs de l'année précédente en vue d'établir les nouveaux tarifs pour le reste de la période de cinq ans. Les RCP autorisés ont varié de 8,78 % à 9,30 % pour 2018 et 2017, pourcentages appliqués à une structure du capital comprenant 40 % de capitaux propres ordinaires. Le dernier service public de FortisOntario est assujéti à un accord de concession de 35 ans expirant en 2033, en vertu duquel les tarifs sont établis en fonction d'un prix plafond avec transfert du coût d'achat, et 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.

Caribbean Utilities mène ses activités en vertu de licences du gouvernement des îles Caïmans. Sa licence de transport et de distribution exclusive est en vigueur pour une période initiale de 20 ans; elle arrivera à expiration en avril 2028 et comporte une disposition de renouvellement automatique. Sa licence de production non exclusive a une durée de 25 ans et arrivera à expiration en novembre 2039. Elle est régie en vertu d'un mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs fondé sur les indices des prix à la consommation publiés. Les licences précisent le rôle du Utility Regulation and Competition Office 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 d'investissement. Son RAB autorisé pour 2018 se situait dans une fourchette de 7,00 % à 9,00 % (2017 – fourchette de 6,75 % à 8,75 %).

FortisTCl exerce ses activités en vertu de deux licences de 50 ans accordées par le gouvernement des îles Turks et Caïcos arrivant respectivement à expiration en 2036 et en 2037. Les tarifs reflètent une année témoin historique et un RAB ciblé 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 les intérêts sur le montant cumulatif du manque à gagner entre le bénéfice d'exploitation réel et le bénéfice d'exploitation autorisé (le « manque à gagner cumulatif »). Les montants du bénéfice d'exploitation autorisé et du manque à gagner cumulatif calculés sont soumis à l'approbation du gouvernement chaque année. 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 du fait de l'incapacité, en raison de facteurs économiques et politiques, d'augmenter les tarifs en vue d'appuyer les investissements importants effectués au cours des dernières années.

## 3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

### Mode de présentation

Les présents états financiers consolidés ont été dressés et présentés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (les « PCGR des États-Unis ») applicables aux entités à tarifs réglementés et sont présentés en dollars canadiens, sauf indication contraire.

Ces états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société, de ses filiales et de son entité à détenteurs de droits variables contrôlée. Ils reflètent la méthode de la mise en équivalence pour les entités sur lesquelles Fortis exerce une influence notable, mais non le contrôle, et la méthode de la consolidation proportionnelle, pour les actifs qui sont détenus conjointement avec des entités non affiliées. Les opérations intersociétés ont été éliminées, sauf pour les opérations entre entités non réglementées et entités réglementées conformément aux PCGR des États-Unis applicables aux entités à tarifs réglementés.

### 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.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

### Correction de valeur pour créances douteuses

Fortis et chacune de ses filiales, à l'exception d'ITC, maintiennent un compte de correction de valeur pour créances douteuses estimée en tenant compte de divers facteurs comme le classement chronologique des débiteurs, les pratiques passées et des événements précis 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 ils sont jugés être devenus irrécouvrables.

### 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.

### Actifs et passifs réglementaires

Les actifs et les passifs réglementaires découlent du processus d'établissement des tarifs des entreprises de services publics et sont assujettis à l'approbation réglementaire. Les actifs réglementaires correspondent aux produits futurs et aux débiteurs liés à certains coûts engagés qui seront ou qui devraient être recouverts auprès de clients 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 aux clients dans le cadre du processus d'établissement des tarifs.

Certaines autres périodes de recouvrement et de règlement résiduelles sont prévues par la direction, et les périodes réelles pourraient différer du fait d'une approbation réglementaire.

### Placements

Les placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence sont soumis une fois par année à un test de dépréciation potentielle. Toute perte de valeur repérée est comptabilisée.

### Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé. Les apports sous forme d'aide à la construction provenant de clients et de gouvernements sont comptabilisés à titre de réduction du coût des immobilisations corporelles et amortis de la même façon que ces dernières.

Les taux d'amortissement des entreprises de services publics réglementés de la Société comprennent une provision à l'égard des coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations estimés qui ne sont pas considérés comme une obligation juridique. La provision est comptabilisée comme un passif réglementaire à long terme (note 9), dont sont portés en réduction les coûts réels d'enlèvement d'immobilisations lorsqu'ils sont engagés.

La plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société décomptabilisent les immobilisations corporelles au moment de leur cession ou lorsqu'on ne prévoit tirer aucun avantage économique futur de leur utilisation. Au moment de la décomptabilisation, tout écart entre le coût et l'amortissement cumulé, déduction faite du produit de récupération, est imputé à l'amortissement cumulé. Aucun profit ni perte n'est comptabilisé, puisqu'il est prévu que ces montants seront reflétés dans la dotation à l'amortissement future lorsqu'ils seront remboursés ou recouverts dans les tarifs facturés aux clients.

Au moyen de méthodes établies par leurs autorités de réglementation respectives, la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société inscrivent à l'actif : i) les coûts indirects qui ne sont pas directement attribuables à des immobilisations corporelles précises, mais qui ont trait au programme général de dépenses d'investissement; ii) une provision pour fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC »).

La composante dette de la PFUPC, qui totalise 31 millions \$ (2017 – 38 millions \$), est comptabilisée comme une déduction des charges financières, et la composante capitaux propres est comptabilisée dans les autres produits (note 23). Les deux composantes sont imputées au résultat au moyen de la dotation à l'amortissement sur la durée de service estimative de l'immobilisation corporelle applicable.

Pour FortisAlberta, le coût des immobilisations corporelles comprend les apports obligatoires à l'Alberta Electric System Operator (« AESO ») afin de financer la construction d'installations de transport.

À l'exception d'UNS Energy, les immobilisations corporelles comprennent les stocks détenus aux fins de l'aménagement, de la construction et de l'amélioration d'autres actifs. Comme l'exige l'autorité de réglementation qui la régit, UNS Energy comptabilise ces éléments dans les stocks jusqu'à leur utilisation et les reclasse dans les immobilisations corporelles une fois qu'ils sont mis en service.

Les coûts de maintenance et de réparation sont imputés au résultat au cours de la période où ils sont engagés. Les coûts de remplacement et d'amélioration qui prolongent les durées d'utilité des immobilisations corporelles sont inscrits à l'actif.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité estimative. Les taux d'amortissement des immobilisations corporelles réglementées sont approuvés par l'autorité de réglementation concernée. Les taux d'amortissement pour 2018 ont varié de 0,9 % à 34,6 % (2017 – 0,9 % à 34,6 %). En 2018, 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 2,5 % (2017 – 2,6 %).

Les fourchettes des durées d'utilité et les durées d'utilité résiduelles moyennes pondérées des immobilisations corporelles de la Société aux 31 décembre se présentaient comme suit :

	2018		2017	
	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée
<i>(Exercices)</i>				
Distribution				
Électricité	5-80	33	5-80	33
Gaz	14-95	35	14-95	34
Transport				
Électricité	20-90	42	20-80	41
Gaz	5-85	41	5-80	34
Production	1-85	24	5-85	28
Autres	3-70	15	3-70	14

### 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 inscrits à l'actif à la valeur actualisée des paiements de loyers minimaux. Un contrat de location-acquisition est amorti sur la durée du contrat, sauf si : i) la propriété de l'actif est transférée à la fin du contrat, auquel cas le contrat est amorti sur la durée d'utilité estimative de l'actif sous-jacent; et ii) l'autorité de réglementation a approuvé une méthode de recouvrement différente aux fins d'établissement des tarifs, auquel cas le moment de la comptabilisation de la charge sera conforme aux exigences de l'autorité de réglementation.

Les paiements relatifs à un contrat de location simple sont passés en charges de façon linéaire sur la durée du contrat.

### Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé. Leur durée d'utilité est évaluée comme étant indéterminée ou déterminée.

Les immobilisations incorporelles à durée d'utilité indéterminée ne sont pas amorties et sont soumises chaque année à un test de dépréciation, soit sur une base individuelle ou, lorsque l'entité visée comptabilise également un goodwill, au niveau de l'unité d'exploitation, parallèlement au test de dépréciation du goodwill. Un examen annuel est effectué afin de déterminer s'il convient toujours d'établir que sa durée d'utilité est indéterminée. Dans la négative, les changements qui en découlent sont apportés de façon prospective.

Les immobilisations incorporelles ayant une durée d'utilité déterminée sont amorties selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative des actifs. Les taux d'amortissement des immobilisations incorporelles réglementées sont approuvés par les autorités de réglementation concernées, et se sont établis entre 1,0 % et 50,0 % en 2018 (2017 – entre 1,0 % et 50,0 %).

Les fourchettes des durées d'utilité et les durées d'utilité résiduelles moyennes pondérées des immobilisations incorporelles à durée d'utilité déterminée aux 31 décembre se présentaient comme suit :

	2018		2017	
	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée
<i>(Exercices)</i>				
Logiciels	3-10	4	3-10	4
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	36-90	57	36-80	57
Autres	10-100	13	10-100	10

La plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société décomptabilisent les immobilisations incorporelles au moment de leur cession ou lorsqu'on ne prévoit tirer aucun avantage économique futur de leur utilisation. Au moment de la décomptabilisation, tout écart entre le coût et l'amortissement cumulé de l'immobilisation, déduction faite du produit de récupération, est imputé à l'amortissement cumulé. Aucun profit ni perte n'est comptabilisé, puisqu'il est prévu que ces montants seront reflétés dans la dotation à l'amortissement future lorsqu'ils seront remboursés ou recouverts dans les tarifs facturés aux clients.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

### Dépréciation d'actifs à long terme

La Société révisé l'évaluation des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles à durée d'utilité déterminée et d'autres actifs à long terme lorsque des événements ou des changements de circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être supérieure au montant total des flux de trésorerie non actualisés qui devraient être générés par l'actif. Si tel est le cas, la valeur de l'actif est réduite à sa juste valeur estimative et une perte de valeur est comptabilisée.

### Goodwill

Le goodwill représente l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des actifs nets identifiables liés aux acquisitions d'entreprises.

La Société procède à un test de dépréciation si un événement ou un changement de circonstances laisse croire que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable. Si tel est le cas, la valeur du goodwill est réduite à sa juste valeur estimative et une perte de valeur est comptabilisée.

Autrement, Fortis effectue une évaluation annuelle de chacune des 11 unités d'exploitation présentant un goodwill. La principale méthode utilisée pour estimer la juste valeur des unités d'exploitation est l'approche par le résultat, selon laquelle les projections des flux de trésorerie nets des unités d'exploitation sont actualisées à l'aide de la méthode axée sur la valeur de l'entreprise. L'approche par le résultat repose sur des 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 les taux d'actualisation.

Une autre méthode d'évaluation, soit l'approche par le marché, ainsi qu'un rapprochement de la juste valeur estimative totale de toutes les unités d'exploitation et de la capitalisation boursière de la Société sont effectués et comparés aux résultats de l'approche par le résultat.

### Coûts de financement différés

Les frais d'émission, les escomptes et les primes sont portés en diminution de la dette à long terme et amortis sur la durée de celle-ci.

### Avantages sociaux futurs

Fortis et ses filiales maintiennent chacune un régime ou une combinaison de régimes de retraite à prestations définies et de régimes de retraite à cotisations définies, ainsi que des régimes d'autres avantages postérieurs à l'emploi (« AAPE »), y compris certaines couvertures d'assurance maladie et dentaire et des prestations d'assurance-vie, à des membres admissibles.

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

En ce qui concerne les régimes de retraite à prestations définies et les régimes d'AAPE, l'obligation au titre des prestations projetées ou constituées et le coût net des prestations 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 placements des régimes, du taux d'accroissement des salaires et de l'âge des employés au moment de leur départ à la retraite, et, en ce qui concerne les régimes d'AAPE, du coût prévu 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 prestations de retraite ou d'AAPE.

Les actifs du régime de retraite à prestations définies et du régime d'AAPE sont comptabilisés à la juste valeur. Aux fins d'établissement du coût des régimes de retraite à prestations définies, FortisBC Energy et Newfoundland Power se fondent sur la valeur liée au marché, selon laquelle les rendements des placements qui sont supérieurs ou inférieurs aux rendements prévus sont comptabilisés 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 % : i) de l'obligation au titre des prestations projetées ou constituées; et ii) de la juste valeur ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes, le cas échéant, au début de l'exercice, selon le plus élevé des deux, de même que les coûts au titre des services passés non amortis sont différés et amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs.

La situation de capitalisation nette des régimes de retraite à prestations définies et d'AAPE, soit la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations projetées ou constituées, est comptabilisée dans les bilans consolidés de la Société.

Pour la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société, tout écart entre les coûts du régime de retraite à prestations définies ou du régime d'AAPE qui serait habituellement comptabilisé selon les PCGR des États-Unis et les coûts recouverts auprès des clients dans les tarifs courants, est assujéti au traitement en compte de report et devrait être recouvert auprès des clients ou remboursé à ces derniers à même les tarifs futurs (note 9).

Pour la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société, 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 définies ou aux régimes d'AAPE, le cas échéant, qui seraient autrement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global, sont assujéti au traitement en compte de report (note 9).

## Rémunération fondée sur des actions

La charge de rémunération fondée sur des options sur actions est évaluée à la date d'attribution selon le modèle de Black et Scholes, et chaque attribution est amortie par imputation à la charge de rémunération séparément en proportions égales sur la période d'acquisition des droits de quatre ans et une écriture de compensation est inscrite au surplus d'apport.

Pour l'exercice d'options sur actions, Fortis émet des actions ordinaires sur le capital autorisé. Au moment de l'exercice, le produit 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.

Fortis comptabilise les passifs associés aux régimes d'unités d'actions différées (« UAD »), d'unités d'actions liées au rendement (« UALR ») et d'unités d'actions restreintes (« UAR ») des administrateurs, qui représentent tous des attributions réglées en trésorerie, à leur juste valeur à chaque date de clôture jusqu'au règlement. La juste valeur de ces passifs 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 de l'information financière. Le cours moyen pondéré en fonction des volumes de l'action ordinaire de la Société au 31 décembre 2018 était de 45,14 \$ (31 décembre 2017 – 46,01 \$). La juste valeur des passifs liés aux UALR 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.

La charge au titre de la rémunération est comptabilisée de façon linéaire sur la période d'acquisition des droits, qui, pour les régimes d'UALR et d'UAR, 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 déchéances sont comptabilisées à mesure qu'elles se produisent.

## 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, et tout profit ou perte de change latent connexe est comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global. Le taux de change au 31 décembre 2018 était de 1,00 \$ US pour 1,36 \$ CA (31 décembre 2017 – 1,00 \$ US pour 1,25 \$ CA).

Les produits et les charges des établissements à l'étranger de la Société sont convertis au taux de change moyen au cours de la période de présentation de l'information financière, qui était de 1,00 \$ US pour 1,30 \$ CA en 2018 (2017 – 1,00 \$ US pour 1,30 \$ CA).

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 profits et les pertes de change sont comptabilisés en résultat.

Les profits et les pertes de change sur titres d'emprunt libellés en devises désignés à titre de couverture efficace des investissements nets dans des établissements à l'étranger sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

## Dérivés et couvertures

### *Dérivés qui ne sont pas désignés comme des couvertures*

Les dérivés qui ne sont pas désignés comme des couvertures servent : i) à Fortis, 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 UAD et des UAR; ii) à UNS Energy, pour respecter les besoins prévus en matière de charge et de réserve; et iii) à Aitken Creek, pour gérer le risque marchandises, prendre en compte les écarts de prix du gaz naturel et gérer le risque financier posé par les opérations de livraison physique. Ces dérivés 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 couvertures 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 dérivés sont généralement inclus dans les tarifs réglementés, comme le permettent les autorités de réglementation concernées. Ces dérivés sont évalués à la juste valeur, et les variations connexes sont comptabilisées 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 9).

Les 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 en résultat à titre de coûts de l'approvisionnement énergétique.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

### Dérivés et couvertures (suite)

#### *Dérivés désignés comme des couvertures*

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 profits ou les pertes latents sont initialement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global 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 immédiatement.

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 couvert une portion de cette exposition au moyen de titres d'emprunt libellés en dollars américains au niveau du siège social. Les variations des taux de change liées à la conversion de ces titres d'emprunt et aux investissements nets couverts dans des établissements étrangers sont comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global.

#### *Présentation des instruments dérivés*

La juste valeur des dérivés est comptabilisée dans les actifs ou les passifs courants ou à long terme selon le calendrier des règlements et les flux de trésorerie en découlant. Les 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 dérivés sont présentés dans les activités d'exploitation aux tableaux consolidés des flux de trésorerie.

### Impôt sur le résultat

La Société et ses filiales imposables appliquent la méthode du report variable axée sur le bilan pour comptabiliser l'impôt sur le résultat. La charge ou l'économie d'impôt exigible est comptabilisée au titre de l'impôt à payer ou à recevoir estimatif pour l'exercice considéré.

Des actifs et des passifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des différences 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. Ils sont évalués selon les taux d'imposition et les lois fiscales adoptés en vigueur lorsque les différences temporaires devraient être recouvrées ou réglées. L'incidence d'une modification des taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôt différé est comptabilisée en résultat pendant la période où la modification a lieu. Les provisions pour moins-value sont comptabilisées lorsqu'il est plus probable qu'improbable que la totalité ou qu'une partie des actifs d'impôt différé ne soit pas réalisée.

ITC, UNS Energy, Central Hudson et Maritime Electric reflètent la charge d'impôt exigible et différé dans les tarifs facturés aux clients. FortisAlberta reflète la charge d'impôt exigible dans les tarifs facturés aux clients. FortisBC Energy, FortisBC Electric, Newfoundland Power et FortisOntario reflètent la charge d'impôt exigible dans les tarifs facturés aux clients, et reflètent la charge d'impôt différé pour certains soldes réglementaires. Caribbean Utilities, FortisTCL ainsi que BECOL, pour la période de 50 ans visée par ses contrats d'achat d'électricité, ne sont pas assujetties à l'impôt.

Les différences entre la charge ou l'économie d'impôt sur le résultat comptabilisée en vertu des PCGR des États-Unis et qui est reflétée dans les tarifs actuellement facturés aux clients, qui devrait être recouvrée auprès des clients ou remboursée à ces derniers à même les tarifs futurs, sont comptabilisées comme des actifs ou des passifs réglementaires (note 9).

Le compte d'amortissement fiscal pour certaines immobilisations corporelles de FortisAlberta aux fins de l'établissement des tarifs est différent de celui prévu aux fins de production de la déclaration fiscale au Canada. Pour une période future de présentation de l'information financière, qui reste à déterminer, la différence peut créer une charge d'impôt sur le résultat plus élevée que celle reflétée dans les tarifs facturés aux clients.

Fortis ne comptabilise pas d'impôt différé à l'égard des différences temporaires liées aux investissements dans les filiales étrangères lorsqu'elle a l'intention de réinvestir pour une durée indéterminée le bénéfice. La différence 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 2,3 milliards \$ au 31 décembre 2018 (31 décembre 2017 – 561 millions \$). Si ces bénéfices sont rapatriés, la Société peut être assujettie à l'impôt sur le résultat et aux retenues d'impôts étrangers. Il est impossible de calculer les passifs d'impôt différé non comptabilisés sur ces montants.

Les économies d'impôt associées aux positions fiscales réelles ou prévues sont comptabilisées lorsque le seuil de constatation « plus probable qu'improbable » est atteint. Les économies d'impôt sont mesurées en fonction du montant le plus élevé dont la probabilité qu'il soit réalisé au moment du règlement est supérieure à 50 %.

Les intérêts et pénalités liés à l'impôt sur le résultat sont comptabilisés à titre de charge d'impôt sur le résultat lorsqu'ils sont engagés.

### Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les filiales de la Société ont des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives à certains actifs de production, de transport, de distribution et d'interconnexion, y compris la remise en état de terrains et de l'environnement ou encore l'enlèvement d'actifs. Il est normalement prévu que ces actifs et les licences, permis, droits de passage et accords connexes existeront ou seront en exploitation à perpétuité en raison de leur nature. Par conséquent, lorsque la date finale et le coût de cette remise en état des lieux ou de l'enlèvement des actifs en question ne peuvent être raisonnablement établis, aucune obligation liée à la mise hors service d'immobilisations n'est comptabilisée.

Autrement, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont comptabilisées à la juste valeur au cours de la période où elles sont engagées et portées en augmentation des immobilisations corporelles et des autres passifs à long terme (note 18) si la juste valeur peut être estimée de façon raisonnable. La juste valeur est estimée comme étant la valeur actualisée des décaissements futurs prévus, calculée 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 inscrits à l'actif sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif. Les coûts réels engagés pour le règlement sont portés en réduction des charges à payer.

### Éventualités

Fortis et ses filiales sont confrontées à certaines questions d'ordre juridique et environnemental qui surviennent dans le cours normal des activités. La direction exerce son jugement quant à l'issue d'événement futurs éventuels et comptabilise une perte en fonction de sa meilleure estimation lorsqu'elle détermine que cette perte, ou fourchette dans laquelle celle-ci pourrait se situer, est probable et peut être raisonnablement estimée. Les honoraires juridiques sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Lorsqu'une perte peut être recouvrée à même les tarifs futurs, un actif réglementaire est également comptabilisé.

La direction examine régulièrement l'information récente pour déterminer si les provisions comptabilisées doivent être ajustées et si de nouvelles provisions doivent être constituées. Cependant, l'estimation des pertes probables exige un jugement considérable quant aux éventuelles procédures prises par des tiers, et les questions sont souvent résolues sur de longues périodes. L'issue réelle de ces questions pourrait différer des montants comptabilisés.

### Nouvelles méthodes comptables

#### Comptabilisation des produits

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2018, Fortis a adopté le Topic 606 de l'Accounting Standards Codification (« ASC »), *Revenue from Contracts with Customers*, qui clarifie les principes de comptabilisation des produits des activités ordinaires et exige la présentation d'informations additionnelles (note 6). Fortis a adopté cette norme selon la méthode rétrospective modifiée, selon laquelle les chiffres des périodes comparatives ne sont pas retraités, et l'incidence cumulative est comptabilisée en date de l'adoption et complétée par des informations additionnelles. Au moment de l'adoption, aucun ajustement n'a été apporté au solde d'ouverture des bénéfices non distribués.

La majorité des produits proviennent des ventes d'énergie et de la prestation de services de transport aux clients en fonction de tarifs approuvés par l'autorité de réglementation. La plupart des contrats comportent une seule obligation de prestation, soit la livraison d'énergie ou la prestation de services de transport. Aucune composante du prix de transaction n'est affectée aux obligations de performance non respectées. En règle générale, les produits sont évalués en fonction du nombre de kilowattheures ou de gigajoules consommés ou de la charge de transport livrée. La facturation des ventes d'énergie repose sur la lecture des compteurs des clients, laquelle a lieu de façon systématique tout au long du mois. La facturation des services de transport d'ITC repose sur la charge de pointe mensuelle.

FortisAlberta est une société de distribution et l'autorité qui la réglemente exige qu'elle se procure des services de transport auprès de l'AESO et qu'elle lui règle le coût. Ces services comprennent la perception des produits tirés du transport de ses clients, par l'intermédiaire de la composante transport des tarifs approuvés par son autorité de réglementation. FortisAlberta présente les produits et les charges liés aux services de transport sur une base nette.

Les produits tirés des ventes d'électricité et de gaz et des services de transport comprennent une estimation de l'énergie consommée ou du service offert depuis la dernière lecture des compteurs qui n'a pas été facturé à la fin de la période de présentation de l'information financière. Les ventes estimatives tiennent généralement compte d'une analyse de la consommation historique par rapport à des facteurs clés comme le prix courant de l'énergie, la croissance de la population, l'activité économique, les conditions climatiques et les pertes du réseau. Les produits non facturés comptabilisés sont ajustés au cours des périodes où la consommation réelle est confirmée.

Les produits tirés de la production des activités non réglementées sont comptabilisés à la livraison, en fonction des tarifs fixes prévus au contrat ou des tarifs du marché.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

### Nouvelles méthodes comptables (suite)

#### Comptabilisation des produits (suite)

La Société estime la contrepartie variable en fonction du montant le plus probable et réévalue ses estimations à chaque date de clôture jusqu'à ce que le montant soit connu. La contrepartie variable, y compris les montants assujettis à une décision réglementaire future, est comptabilisée à titre d'obligation de remboursement jusqu'à ce que la Société soit certaine qu'elle y aura droit.

Les produits ne comprennent pas les taxes de vente et les taxes municipales recouvrées auprès des clients. Avant l'adoption de l'ASC Topic 606, Central Hudson comptabilisait le montant brut des taxes de vente, et FortisAlberta, le montant brut des taxes foncières tant dans les produits que dans les charges. L'exclusion de ces taxes des produits a entraîné une baisse des produits de 49 millions \$ pour 2018, par rapport à 2017.

La Société a choisi de ne pas évaluer ni comptabiliser toute composante financement importante liée aux produits facturés dans le cadre de régimes de paiements égaux, puisque la période comprise entre le transfert de l'énergie aux clients et le paiement du client sera de moins de un an.

La Société subdivise les produits par secteur géographique, statut réglementaire et activité de services publics fonctionnant sur une base essentiellement autonome (note 5), ce qui représente le niveau de subdivision utilisé par le président et chef de la direction de la Société pour répartir les ressources et évaluer le rendement.

#### Instruments financiers

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2018, la Société a adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») No. 2016-01, *Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*. Essentiellement, cette mise à jour exige ce qui suit : i) les placements en titres de capitaux propres dans les entités non consolidées qui ne sont pas comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence doivent être évalués à la juste valeur par le biais du résultat net; toutefois, les entités pourront choisir de comptabiliser les placements en titres de capitaux propres dont la juste valeur n'est pas facilement déterminable au coût, plus ou moins les ajustements ultérieurs liés aux variations de cours observables; et ii) les actifs et les passifs financiers doivent être présentés séparément dans les notes afférentes aux états financiers et regroupés par classe d'évaluation et type. L'adoption n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés.

#### Coûts des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2018, la Société a adopté l'ASU No. 2017-07, *Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost*, qui exige que les coûts des services rendus au cours de la période soient regroupés dans l'état du résultat net avec les autres charges de rémunération découlant des services rendus. Les autres composantes des coûts des prestations de la période doivent être présentées séparément et hors du bénéfice d'exploitation. En outre, seule la composante coûts des services peut être inscrite à l'actif. Au moment de l'adoption, la Société a appliqué rétrospectivement les directives liées à la présentation et prospectivement les directives liées à la capitalisation. Cette adoption a donné lieu au reclassement rétrospectif de montants de 11 millions \$ du poste Charges d'exploitation au poste Autres produits, montant net des états financiers consolidés.

#### Utilisation des estimations comptables

La préparation des présents états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et pose des jugements, y compris ceux découlant de questions tributaires de la finalisation des instances réglementaires, qui influent sur les montants présentés des actifs, des passifs, des produits, des charges, des profits et des pertes. La direction évalue ces estimations de façon continue en se fondant sur des données historiques, sur les conditions actuelles et sur des hypothèses qu'elle jugeait raisonnables au moment où elles ont été faites, et tout ajustement est comptabilisé dans la période au cours de laquelle il est confirmé. Les résultats réels pourraient être très différents de ces estimations.

## 4. FUTURES PRISES DE POSITION FAISANT AUTORITÉ EN COMPTABILITÉ

### Contrats de location

L'ASU No. 2016-02, *Leases* (ASC 842), publiée en février 2016, est entrée en vigueur pour Fortis le 1<sup>er</sup> janvier 2019. Cette mise à jour doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée ou une méthode de transition facultative sous réserve d'options de mise en œuvre, appelées mesures de simplification. Principalement, cette mise à jour exige la comptabilisation d'un actif au titre du droit d'utilisation et d'une obligation locative par les preneurs pour les contrats de location classés comme contrats de location simple, ainsi que la présentation d'informations additionnelles.

Fortis a choisi la méthode de transition facultative selon laquelle les entités peuvent continuer d'appliquer les directives actuelles relatives aux contrats de location pour les périodes comparatives présentées dans l'exercice d'adoption et appliquer les dispositions transitoires des nouvelles directives à compter de la date d'entrée en vigueur de celles-ci. Fortis a choisi de se prévaloir d'un ensemble de mesures de simplification qui lui ont évité d'avoir à déterminer à nouveau le classement des contrats de location existants ou à réévaluer si un contrat existant, y compris une servitude foncière, est un contrat de location ou comprend un contrat de location. Finalement, Fortis a utilisé la mesure de simplification visant à utiliser des informations a posteriori afin de déterminer la durée du contrat de location.

Au moment de l'adoption de la mise à jour, Fortis comptabilisera des actifs au titre du droit d'utilisation et des obligations locatives correspondantes d'environ 50 millions \$ en ce qui a trait à des contrats de location simple qui portent principalement sur les installations de bureau et les biens liés aux services publics. Des contrats de location simple portant sur des véhicules et du matériel de bureau ont été identifiés, et il a été déterminé qu'ils n'étaient pas significatifs. Fortis n'a identifié aucun ajustement à apporter aux bénéfices non distribués d'ouverture, et l'adoption de cette mise à jour n'aura aucune incidence sur les bénéfices ou les flux de trésorerie.

Fortis a modifié les processus et aux activités de contrôle liés à la supervision de l'adoption d'ASC 842 et apporté des changements aux méthodes comptables portant sur la comptabilisation des actifs et des passifs liés aux contrats de location ainsi que des produits et des charges connexes au 1<sup>er</sup> janvier 2019.

### Instruments financiers

L'ASU No. 2016-13, *Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*, publiée en juin 2016, entre en vigueur pour Fortis le 1<sup>er</sup> janvier 2020 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée. Essentiellement, elle impose 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'estimer les pertes de crédit. L'adoption de cette mise à jour n'aura aucune incidence significative sur les états financiers consolidés et les informations à fournir connexes.

### Couverture

L'ASU No. 2017-12, *Targeted Improvements to Accounting for Hedging Activities*, publiée en août 2017, est entrée en vigueur pour Fortis le 1<sup>er</sup> janvier 2019. Essentiellement, elle vise 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, d'évaluation, de présentation et d'informations à fournir. Dans le cas des couvertures de flux de trésorerie et des couvertures d'investissement net qui étaient en cours à la date d'adoption, les modifications ont été 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 global, et d'un ajustement correspondant des bénéfices non distribués d'ouverture. Les lignes directrices modifiées sur la présentation et les informations à fournir ont été appliquées manière prospective. L'adoption de cette mise à jour n'aura aucune incidence significative sur les états financiers consolidés et les informations à fournir connexes.

### Informations à fournir en ce qui a trait à l'évaluation à la juste valeur

L'ASU No. 2018-13, *Changes to the Disclosure Requirements for Fair Value Measurement*, publiée en août 2018, entre en vigueur pour Fortis le 1<sup>er</sup> janvier 2020 et doit être essentiellement appliquée de manière rétrospective, bien que certaines informations doivent être fournies de manière prospective. Cette mise à jour vise principalement à améliorer l'efficacité des informations à fournir dans les notes afférentes aux états financiers en précisant les informations importantes qui doivent être fournies aux utilisateurs des états financiers. En outre, la mise à jour élimine l'exigence de présentation a) du montant et de la raison des transferts entre les niveaux 2 et 3 de la hiérarchie des justes valeurs, b) de la politique concernant le calendrier des transferts entre les niveaux et c) des processus d'évaluation suivis pour l'évaluation de la juste valeur des actifs de niveau 3. Fortis prévoit que l'adoption de cette mise à jour n'aura aucune incidence significative sur les informations à fournir connexes.

### Informations à fournir en ce qui a trait aux régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite

L'ASU No. 2018-14, *Changes to the Disclosure Requirements for Defined Benefit Plans*, publiée en août 2018, entre en vigueur pour Fortis le 1<sup>er</sup> janvier 2021 et doit être appliquée de manière rétrospective pour toutes les périodes présentées. Cette mise à jour vise essentiellement à modifier et à clarifier les obligations d'information pour les employeurs qui offrent des régimes de retraite à prestations définies et d'avantages complémentaires de retraite. En outre, la mise à jour élimine l'exigence de présentation a) du montant du cumul des autres éléments du résultat global qui devrait être comptabilisé à titre de composante du coût net des prestations de la période au cours de la prochaine période d'imposition, b) du montant et du calendrier des actifs de régimes qui devraient être restitués à l'employeur et c) de l'incidence d'une variation d'un point de pourcentage du coût présumé des soins de santé et de la variation des taux liés au coût de services, au coût financier et à l'obligation au titre des prestations au titre des avantages complémentaires à la retraite liés aux soins de santé. Fortis prévoit que l'adoption de cette mise à jour n'aura aucune incidence significative sur les informations à fournir connexes.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 5. INFORMATION SECTORIELLE

### Généralités

Fortis répartit ses activités selon le statut réglementaire et le territoire de service, et selon les informations utilisées par son président et chef de la direction pour répartir les ressources. La performance de chaque secteur est principalement fondée sur le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires.

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2018, les anciens secteurs Est du Canada et Caraïbes ont été regroupés dans le secteur Autres entreprises d'électricité, car individuellement, ils ne respectent pas le seuil quantitatif permettant d'être présentés séparément.

### Transactions entre parties liées et intersociétés

Les transactions entre parties liées ont lieu dans le cours normal des affaires et sont évaluées au montant de la contrepartie convenue par les parties liées. Il n'y a eu aucune transaction entre parties liées significative en 2018 ou en 2017.

Les soldes, transactions et bénéfices intersociétés sont éliminés au moment de la consolidation, à l'exception de certaines transactions intersociétés entre des entités non réglementées et des entités réglementées, conformément aux normes comptables applicables aux entités à tarifs réglementés. Les transactions intersociétés sont présentées ci-après.

<i>(en millions)</i>	2018	2017
Vente de capacité de l'Expansion Waneta à FortisBC Electric	47 \$	46 \$
Location de la capacité de stockage de gaz et ventes de gaz par Aitken Creek à FortisBC Energy	25	24

Au 31 décembre 2018, les débiteurs comprenaient environ 16 millions \$ à recevoir de BEL (31 décembre 2017 – 20 millions \$).

Périodiquement, la Société accorde du financement à court terme à des 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 significatif en cours au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions)	ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS							ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES				Éliminations inter- sectorielles	Total
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Autres entreprises d'électricité	Sous- total	Infra- structures énergétiques	Siège social et autres			
<b>Produits</b>	1 504 \$	2 202 \$	924 \$	1 187 \$	579 \$	408 \$	1 412 \$	<b>8 216 \$</b>	184 \$	– \$	(10) \$	<b>8 390 \$</b>	
Coûts de l'approvisionnement énergétique	–	868	315	322	–	135	853	<b>2 493</b>	2	–	–	<b>2 495</b>	
Charges d'exploitation	448	609	410	308	167	105	182	<b>2 229</b>	40	28	(10)	<b>2 287</b>	
Amortissements	234	272	71	219	192	61	160	<b>1 209</b>	32	2	–	<b>1 243</b>	
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	822	453	128	338	220	107	217	<b>2 285</b>	110	(30)	–	<b>2 365</b>	
Autres produits, montant net	40	10	7	7	1	3	1	<b>69</b>	1	(10)	–	<b>60</b>	
Charges financières	285	104	41	134	100	40	76	<b>780</b>	6	188	–	<b>974</b>	
Charge d'impôt sur le résultat	139	66	20	55	1	14	22	<b>317</b>	6	(158)	–	<b>165</b>	
<b>Bénéfice net</b>	438	293	74	156	120	56	120	<b>1 257</b>	99	(70)	–	<b>1 286</b>	
Participations ne donnant pas le contrôle	77	–	–	1	–	–	15	<b>93</b>	27	–	–	<b>120</b>	
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	<b>–</b>	–	66	–	<b>66</b>	
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>361 \$</b>	<b>293 \$</b>	<b>74 \$</b>	<b>155 \$</b>	<b>120 \$</b>	<b>56 \$</b>	<b>105 \$</b>	<b>1 164 \$</b>	<b>72 \$</b>	<b>(136) \$</b>	<b>– \$</b>	<b>1 100 \$</b>	
Goodwill	8 369 \$	1 884 \$	615 \$	913 \$	227 \$	235 \$	260 \$	<b>12 503 \$</b>	27 \$	– \$	– \$	<b>12 530 \$</b>	
Total de l'actif	19 798	10 182	3 670	6 815	4 691	2 244	4 119	<b>51 519</b>	1 478	127	(73)	<b>53 051</b>	
Dépenses d'investissement	998	599	245	486	433	106	300	<b>3 167</b>	44	7	–	<b>3 218</b>	
Exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions)													
Produits	1 575 \$	2 080 \$	872 \$	1 198 \$	600 \$	398 \$	1 363 \$	8 086 \$	226 \$	1 \$	(12) \$	8 301 \$	
Coûts de l'approvisionnement énergétique	–	711	260	411	–	142	836	2 360	2	–	(1)	2 361	
Charges d'exploitation	433	609	399	300	198	90	171	2 200	49	12	(11)	2 250	
Amortissements	220	260	65	198	190	62	150	1 145	32	2	–	1 179	
Bénéfice d'exploitation	922	500	148	289	212	104	206	2 381	143	(13)	–	2 511	
Autres produits, montant net	37	19	5	22	2	2	1	88	1	28	(1)	116	
Charges financières	259	101	41	116	93	37	74	721	5	189	(1)	914	
Charge d'impôt sur le résultat	371	148	42	40	1	14	22	638	19	(69)	–	588	
<b>Bénéfice net</b>	329	270	70	155	120	55	111	1 110	120	(105)	–	1 125	
Participations ne donnant pas le contrôle	57	–	–	1	–	–	13	71	26	–	–	97	
Dividendes sur actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–	–	65	–	65	
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>272 \$</b>	<b>270 \$</b>	<b>70 \$</b>	<b>154 \$</b>	<b>120 \$</b>	<b>55 \$</b>	<b>98 \$</b>	<b>1 039 \$</b>	<b>94 \$</b>	<b>(170) \$</b>	<b>– \$</b>	<b>963 \$</b>	
Goodwill	7 698 \$	1 733 \$	566 \$	913 \$	227 \$	235 \$	245 \$	11 617 \$	27 \$	– \$	– \$	11 644 \$	
Total de l'actif	17 581	8 596	3 188	6 418	4 454	2 197	3 814	46 248	1 605	76	(107)	47 822	
Dépenses d'investissement	982	534	220	446	414	105	302	3 003	21	–	–	3 024	

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 6. PRODUITS

<i>(en millions)</i>	<b>2018</b>	2017
<b>Produits liés à l'électricité et au gaz</b>		
États-Unis		
ITC	<b>1 539 \$</b>	1 583 \$
UNS Energy	<b>1 993</b>	1 875
Central Hudson	<b>963</b>	814
Canada		
FortisBC Energy	<b>1 136</b>	1 244
FortisAlberta	<b>554</b>	593
FortisBC Electric	<b>354</b>	347
Newfoundland Power	<b>651</b>	666
Maritime Electric	<b>200</b>	191
FortisOntario	<b>197</b>	197
Caraiïbes		
Caribbean Utilities	<b>253</b>	222
FortisTCl	<b>78</b>	71
<b>Total des produits liés à l'électricité et au gaz</b>	<b>7 918</b>	7 803
Produits liés aux autres services <sup>†</sup>	<b>408</b>	395
<b>Produits tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>8 326</b>	8 198
Revenus alternatifs	<b>16</b>	(46)
Autres produits des activités ordinaires	<b>48</b>	149
<b>Total des produits</b>	<b>8 390 \$</b>	8 301 \$

<sup>†</sup> Comprend des montants de 234 millions \$ et de 217 millions \$ liés aux activités réglementées pour 2018 et 2017, respectivement.

### Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Les produits liés à l'électricité et au gaz comprennent les produits tirés de la vente ou de la livraison d'électricité et de gaz, les produits liés aux services de transport et les produits liés à l'électricité de gros, qui sont tous fondés sur des tarifs approuvés par l'autorité de réglementation.

Les produits liés aux autres services comprennent i) la vente d'énergie découlant d'activités de production non réglementées, ii) les produits liés aux frais de gestion d'UNS Energy pour l'exploitation des unités 3 et 4 de Springerville, iii) les produits découlant des activités d'optimisation de stockage d'Aitken Creek et iv) les produits tirés d'autres services qui reflètent les activités ordinaires des entreprises de services publics de Fortis.

### Revenus alternatifs

Les programmes générateurs de revenus alternatifs permettent aux entreprises de services publics d'ajuster les tarifs futurs en fonction des activités passées, ou d'événements terminés, si certains critères sont respectés. Les revenus alternatifs sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'engagement et un actif ou un passif réglementaire correspondant est comptabilisé jusqu'au règlement des produits. Au moment du règlement, les produits ne sont pas comptabilisés à titre de produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients, mais plutôt à titre de règlement de l'actif ou du passif réglementaire au bilan. Les principaux programmes générateurs de revenus alternatifs de la Société sont résumés ci-après.

Les tarifs d'ITC établis selon une formule sont assortis d'un mécanisme d'ajustement annuel qui compare les besoins en produits réels et le montant des produits facturés. L'insuffisance ou l'excédent de recouvrement est comptabilisé à titre d'actif ou de passif réglementaire et reflété dans les taux futurs des deux années subséquentes (note 9). Les tarifs établis selon une formule n'ont pas à être approuvés annuellement par l'autorité de réglementation, bien qu'ils puissent faire l'objet d'une contestation juridique.

Le supplément de facturation lié au mécanisme de recouvrement des coûts fixes irrécupérables d'UNS Energy vise le recouvrement des coûts fixes irrécupérables, conformément à une réduction de produits non liés au combustible, découlant des économies liées à l'efficacité énergétique et de la production décentralisée. Pour recouvrer l'actif réglementaire lié au recouvrement des coûts fixes irrécupérables, UNS Energy doit déposer une demande annuelle d'ajustement du recouvrement des coûts fixes irrécupérables auprès de l'ACC à l'égard des produits liés au recouvrement des coûts fixes irrécupérables comptabilisés à l'exercice précédent. Le recouvrement est assujéti à un plafond de 1 % du total des produits de détail d'un exercice à l'autre. Le supplément de facturation lié à la gestion axée sur la demande d'UNS Energy, qui est approuvé par l'ACC chaque année, permet de compenser les coûts engagés pour la conception et la mise en œuvre de programmes économiques d'efficacité énergétique et de gestion de l'offre et de la demande jusqu'à ce que ces coûts ainsi qu'une prime de rendement soient reflétés dans les tarifs de base non liés au combustible.

En ce qui concerne FortisBC Energy et FortisBC Electric, le mécanisme de partage des bénéfices prévoit le partage en parts égales des écarts par rapport aux charges d'exploitation et d'entretien et aux dépenses d'investissement approuvées dans le cadre des besoins en produits annuels. Ce mécanisme sera en vigueur jusqu'à l'expiration de l'actuel régime de TAR en 2019. En outre, les écarts entre les prévisions et les tarifs réels en fonction de l'utilisation des clients sont enregistrés tout au long de l'exercice dans le cadre d'un mécanisme d'ajustement de stabilisation des produits et d'un compte de report des transferts, dont les montants sont remboursés aux clients ou recouverts auprès de ces derniers à même les tarifs sur une période de deux ans.

## Autres produits des activités ordinaires

Les autres produits des activités ordinaires comprennent essentiellement les profits et les pertes liés aux dérivés sur les contrats d'énergie et les produits locatifs.

## 7. DÉBITEURS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

<i>(en millions)</i>	2018	2017
Créances clients	538 \$	460 \$
Créances non facturées	575	562
Correction de valeur pour créances douteuses	(33)	(31)
<b>Total des débiteurs</b>	<b>1 080</b>	991
Impôt à recevoir	91	8
Autres <sup>1)</sup>	186	132
	<b>1 357 \$</b>	1 131 \$

<sup>1)</sup> Le poste Autres comprend les sommes facturées aux clients pour des services non essentiels, le coût des mesures d'atténuation des gaz à effet de serre, les dépôts de garantie pour des achats de gaz de FortisBC Energy et la juste valeur des instruments dérivés (note 28).

## 8. STOCKS

<i>(en millions)</i>	2018	2017
Matériaux et fournitures	280 \$	238 \$
Gaz et combustible stockés	87	97
Stocks de charbon	31	32
	<b>398 \$</b>	367 \$

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 9. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

<i>(en millions)</i>	<b>2018</b>	2017
<b>Actifs réglementaires</b>		
Impôt différé (notes 3 et 24)	<b>1 532 \$</b>	1 403 \$
Avantages du personnel futurs (notes 3 et 25)	<b>485</b>	510
Coûts de gestion de l'énergie différés <i>i)</i>	<b>230</b>	200
Charges locatives différées <i>ii)</i>	<b>110</b>	104
Frais d'exploitation indirects différés <i>iii)</i>	<b>103</b>	91
Coûts de mise hors service anticipée liée à la production <i>iv)</i>	<b>98</b>	105
Comptes de stabilisation tarifaire et comptes connexes <i>v)</i>	<b>90</b>	95
Report relatif à la remise en état des centrales au gaz (note 18)	<b>73</b>	75
Dérivés (notes 3 et 28)	<b>57</b>	87
Autres actifs réglementaires <i>vi)</i>	<b>400</b>	375
<b>Total des actifs réglementaires</b>	<b>3 178</b>	3 045
Moins : tranche courante	<b>(324)</b>	(303)
<b>Actifs réglementaires à long terme</b>	<b>2 854 \$</b>	2 742 \$
<b>Passifs réglementaires</b>		
Impôt différé (notes 3 et 24)	<b>1 574 \$</b>	1 484 \$
Provision pour coûts d'enlèvement d'immobilisations (note 3)	<b>1 169</b>	1 095
Comptes de stabilisation tarifaire et comptes connexes <i>v)</i>	<b>220</b>	254
Passif au titre des plaintes relatives au RCP (note 2)	<b>206</b>	182
Passif lié à l'efficacité énergétique <i>vii)</i>	<b>106</b>	82
Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable <i>viii)</i>	<b>85</b>	66
Compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz <i>ix)</i>	<b>60</b>	58
Avantages du personnel futurs (notes 3 et 25)	<b>37</b>	47
Autres passifs réglementaires <i>vi)</i>	<b>169</b>	178
<b>Total des passifs réglementaires</b>	<b>3 626</b>	3 446
Moins : tranche courante	<b>(656)</b>	(490)
<b>Passifs réglementaires à long terme</b>	<b>2 970 \$</b>	2 956 \$

- i) Coûts de gestion de l'énergie différés*  
Certaines filiales réglementées fournissent des services de gestion de l'énergie afin de faciliter la mise en œuvre, auprès de la clientèle, de programmes d'efficacité énergétique aux termes desquels les dépenses connexes ont été différées à titre d'actif réglementaire, puis sont amorties et recouvrées auprès des clients à même les tarifs, selon le mode linéaire sur des périodes allant de un an à dix ans.
- ii) Charges locatives différées*  
Les charges locatives différées de FortisBC Electric ont trait principalement au contrat d'achat d'électricité Brilliant (le « contrat BPPA ») (note 17). L'amortissement de l'actif en vertu du contrat de location-acquisition et les charges d'intérêts associées à l'obligation liée au contrat de location-acquisition ne sont pas totalement recouverts dans les tarifs courants facturés aux clients puisque ces tarifs ne reflètent que les paiements en trésorerie de loyers exigés aux termes du contrat BPPA. Les écarts annuels sont différés à titre d'actif réglementaire, lequel devrait être recouvert auprès de la clientèle dans les tarifs futurs sur la durée du contrat, qui arrive à expiration en 2056.
- iii) Frais d'exploitation indirects différés*  
FortisAlberta a différé certains frais d'exploitation indirects à des fins de recouvrement dans les tarifs futurs facturés aux clients sur la durée d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles connexes.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

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

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

UNS Energy détient l'installation de production de Sundt (« Sundt ») et compte procéder à la mise hors service anticipée des unités 1 et 2 de Sundt d'ici la fin de 2020, l'ajout d'une capacité de production alimentée au gaz naturel ayant été approuvé à cette installation. Les coûts d'investissement et d'exploitation liés aux unités 1 et 2 de Sundt font l'objet d'un recouvrement qui prendra fin en 2028 et en 2030, respectivement.

En raison de ces mises hors service anticipées planifiées, les actifs et les autres coûts de mise hors service connexes ont été reclassés des immobilisations corporelles vers les actifs réglementaires.

v) *Comptes de stabilisation tarifaire et comptes connexes*

Les comptes de stabilisation tarifaire servent à atténuer la volatilité des bénéfices qui, autrement, découlerait de la variabilité du coût du combustible, de l'électricité achetée et du gaz naturel à un niveau supérieur ou inférieur à celui prévu ou préétabli en fonction de la variabilité des volumes selon les conditions météorologiques. Pour certaines entreprises de services publics, des mécanismes de dissociation des produits visent à atténuer l'incidence sur les bénéfices de toute diminution de la consommation d'énergie amenée par la mise en œuvre de programmes d'efficacité énergétique. Les montants différés qui en découlent sont recouverts auprès de la clientèle ou lui sont remboursés à même les tarifs futurs, tel qu'il est approuvé par les autorités de réglementation concernées.

Les comptes connexes comprennent le mécanisme d'ajustement annuel d'ITC (note 6).

vi) *Autres actifs et passifs réglementaires*

Ce poste comprend les actifs et les passifs réglementaires dont la valeur individuelle est inférieure à 40 millions \$.

vii) *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 politiques environnementales associées aux programmes de conservation de l'énergie approuvés par son autorité de réglementation.

viii) *Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable*

Aux termes de la norme sur l'énergie renouvelable (« NER ») de l'ACC, UNS Energy est tenue d'augmenter son utilisation d'énergie renouvelable chaque année jusqu'à ce qu'elle représente au moins 15 % du total de ses besoins énergétiques de détail annuels, d'ici 2025. Le coût 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. 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, le montant de cet écart est différé à titre d'actif ou de passif réglementaire.

L'ACC mesure la conformité à la NER à l'aide des crédits d'énergie renouvelable (« CER »). 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 leur coût au poste Autres actifs à long terme (note 11) 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.

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

Aux termes de l'ordonnance tarifaire de trois ans de Central Hudson de 2018, certains des actifs et des passifs réglementaires ont été approuvés par la PSC à des fins de compensation, et un compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz a été établi et servira à modérer les tarifs futurs facturés aux clients.

Les actifs réglementaires qui ne produisent pas de rendement : i) ont totalisé 1 490 millions \$ et 1 464 millions \$ aux 31 décembre 2018 et 2017, respectivement; ii) sont principalement liés à l'impôt différé et aux avantages du personnel futurs; et iii) ne représentent habituellement pas un décaissement antérieur étant donné qu'ils sont contrebalancés par des passifs connexes qui, de la même manière, n'engagent aucun coût de détention aux fins de l'établissement des tarifs. Les périodes de recouvrement varient ou doivent être déterminées par les autorités de réglementation concernées.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 10. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

En 2018, Fortis a sollicité des offres afin de vendre sa participation de 51 % dans l'Expansion Waneta. En janvier 2019, la Société a conclu un accord définitif avec Columbia Power Corporation (« CPC ») et Columbia Basin Trust (« CBT ») afin de vendre sa participation pour une contrepartie d'environ 1 milliard \$. Toutes deux entièrement détenues par le gouvernement de la Colombie-Britannique, CPC et CBT sont les partenaires de la Société et, ensemble, elles détiennent actuellement 49 % de l'Expansion Waneta. Fortis prévoit que la transaction sera conclue au cours du deuxième trimestre de 2019, suivant la satisfaction aux conditions de clôture habituelles. FortisBC Electric continuera d'exploiter la centrale Expansion Waneta et d'acheter son excédent de capacité. Les actifs et les passifs connexes ont été classés comme détenus en vue de la vente et sont présentés en détail ci-après.

<i>(en millions)</i>	2018
Trésorerie	15 \$
Débiteurs et autres actifs courants	3
Immobilisations corporelles	718
Immobilisations incorporelles	30
<b>Total des actifs détenus en vue de la vente</b>	<b>766 \$</b>
Créditeurs et autres passifs courants	2 \$
Autres passifs	67
<b>Total des passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente</b>	<b>69 \$</b>

La participation ne donnant pas le contrôle de 324 millions \$ demeure classée dans les capitaux propres.

En 2018 et en 2017, l'Expansion Waneta a fourni un apport de 54 millions \$ au bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat, dont 51 % était attribuable aux actionnaires ordinaires.

## 11. AUTRES ACTIFS

<i>(en millions)</i>	2018	2017
Régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants	143 \$	130 \$
Crédits d'énergie renouvelable (note 9 viii)	88	62
Participation en actions – BEL	76	73
Participation en actions – société en commandite Wataynikaneyap	43	22
Autres placements	34	29
Régime de retraite à prestations définies (note 25)	26	31
Régime de rémunération différé	26	24
Autres <sup>1</sup>	116	109
	<b>552 \$</b>	<b>480 \$</b>

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

ITC, UNS Energy et Central Hudson offrent d'autres avantages postérieurs à l'emploi au moyen d'un régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants (« RRSD ») et d'un régime de rémunération différé à l'intention des administrateurs et des dirigeants. Les actifs détenus au soutien de ces régimes sont présentés séparément des passifs connexes (note 18). 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 72 millions \$ (2017 – 66 millions \$) sont inclus dans les actifs du RRSD, et les profits et les pertes se rapportant à ces titres sont comptabilisés en résultat.

## 12. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

<i>(en millions)</i>	<b>Coût</b>	<b>Amortissement cumulé</b>	<b>Valeur comptable nette</b>
<b>2018</b>			
Distribution			
Électricité	<b>10 880 \$</b>	<b>(3 076) \$</b>	<b>7 804 \$</b>
Gaz	<b>4 767</b>	<b>(1 244)</b>	<b>3 523</b>
Transport			
Électricité	<b>14 665</b>	<b>(3 212)</b>	<b>11 453</b>
Gaz	<b>2 214</b>	<b>(639)</b>	<b>1 575</b>
Production	<b>6 164</b>	<b>(2 279)</b>	<b>3 885</b>
Autres	<b>3 877</b>	<b>(1 251)</b>	<b>2 626</b>
Actifs en construction	<b>1 478</b>	–	<b>1 478</b>
Terrains	<b>310</b>	–	<b>310</b>
	<b>44 355 \$</b>	<b>(11 701) \$</b>	<b>32 654 \$</b>
<b>2017</b>			
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 \$

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

Au 31 décembre 2018, les actifs en construction étaient principalement liés à des projets de transport en cours pour ITC et à l'ajout d'une capacité de production alimentée au gaz naturel pour UNS Energy.

Le coût des immobilisations corporelles faisant l'objet de contrats de location-acquisition au 31 décembre 2018 s'établissait à 656 millions \$ (31 décembre 2017 – 423 millions \$), et l'amortissement cumulé connexe était de 203 millions \$ (31 décembre 2017 – 176 millions \$).

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

### 12. IMMOBILISATIONS CORPORELLES (suite)

#### 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 des coûts d'exploitation et des passifs. Au 31 décembre 2018, les participations dans les centrales détenues conjointement se composaient principalement de ce qui suit :

<i>(en millions, sauf indication contraire)</i>	Participation (%)	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Unité 1 de San Juan	50,0	397 \$	(183) \$	214 \$
Unités 4 et 5 de Four Corners	7,0	239	(104)	135
Installation Luna Energy	33,3	79	(5)	74
Installations communes de Gila River	25,0	45	(16)	29
Installations de manutention de charbon de Springerville	83,0	284	(117)	167
Réseaux de transport	De 1,0 à 80,0	1 018	(397)	621
		<b>2 062 \$</b>	<b>(822) \$</b>	<b>1 240 \$</b>

### 13. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
<b>2018</b>			
Logiciels	860 \$	(533) \$	327 \$
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	855	(125)	730
Autres	120	(58)	62
Actifs en construction	81	-	81
	<b>1 916 \$</b>	<b>(716) \$</b>	<b>1 200 \$</b>
<b>2017</b>			
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 \$

Le coût des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau au 31 décembre 2018 comprenait un montant de 131 millions \$ (31 décembre 2017 – 150 millions \$) non amortissable. La dotation aux amortissements a été de 106 millions \$ pour 2018 (2017 – 97 millions \$). L'amortissement devrait s'établir en moyenne à environ 81 millions \$ pour chacun des cinq prochains exercices.

### 14. GOODWILL

<i>(en millions)</i>	<b>2018</b>	2017
Solde au début de l'exercice	<b>11 644 \$</b>	12 364 \$
Acquisition d'ITC	-	(6)
Incidence du change <sup>1</sup>	<b>886</b>	(714)
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>12 530 \$</b>	11 644 \$

<sup>1</sup> Ce poste est lié à la conversion du goodwill associé à l'acquisition d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities et de FortisTCI, dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain.

En 2018 et en 2017, aucune perte de valeur au titre du goodwill n'a été comptabilisée par la Société.

### 15. CRÉDITEURS ET AUTRES PASSIFS COURANTS

<i>(en millions)</i>	<b>2018</b>	2017
Dettes fournisseurs	<b>679 \$</b>	696 \$
Coûts du gaz et du combustible à payer	<b>281</b>	146
Dépôts de clients et autres dépôts	<b>267</b>	204
Intérêts à payer	<b>230</b>	223
Impôts à payer autres que l'impôt sur le résultat	<b>206</b>	178
Dividendes à verser	<b>199</b>	185
Rémunération et avantages du personnel à payer	<b>193</b>	184
Juste valeur des dérivés <i>(note 28)</i>	<b>69</b>	71
Remise en état des centrales au gaz <i>(note 18)</i>	<b>32</b>	35
Passifs au titre des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'AAPE <i>(note 25)</i>	<b>25</b>	22
Autres	<b>108</b>	109
	<b>2 289 \$</b>	2 053 \$

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 16. DETTE À LONG TERME

(en millions)	Date d'échéance	2018	2017
<b>ITC</b>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,51 % (2017 – 4,67 %)	2020–2055	2 652 \$	2 063 \$
Billets de premier rang garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,19 % (2017 – 4,19 %)	2040–2046	648	596
Billets de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,91 % (2017 – 3,91 %)	2020–2043	3 751	3 451
Billet d'actionnaire non garanti en dollars américains – taux fixe de 6,00 % (2017 – 6,00 %)	2028	271	250
Convention d'emprunts à terme non garantis en dollars américains – taux variable moyen pondéré de 2,03 %	s.o.	–	63
<b>UNS Energy</b>			
Obligations non garanties exonérées d'impôts en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,66 % (2017 – 4,04 %)	2020–2040	654	773
Billets non garantis à taux fixe en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,38 % (2017 – 4,26 %)	2021–2048	1 943	1 411
<b>Central Hudson</b>			
Billets non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,43 % (2017 – 4,28 %)	2019–2057	938	770
<b>FortisBC Energy</b>			
Débtentures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,03 % (2017 – 5,13 %)	2026–2048	2 595	2 395
<b>FortisAlberta</b>			
Débtentures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,64 % (2017 – 4,70 %)	2024–2052	2 185	2 035
<b>FortisBC Electric</b>			
Débtentures garanties – taux fixe de 8,80 % (2017 – 8,80 %)	2023	25	25
Débtentures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,05 % (2017 – 5,05 %)	2021–2050	710	710
<b>Autres entreprises d'électricité</b>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement – taux fixe moyen pondéré de 6,14 % (2017 – 6,14 %)	2020–2057	578	585
Obligations hypothécaires de premier rang garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,66 % (2017 – 6,19 %)	2025–2061	220	195
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 4,45 % (2017 – 6,11 %)	2041–2048	152	104
Billets et obligations de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,76 % (2017 – 4,80 %)	2020–2048	584	525
<b>Siège social</b>			
Billets et billets à ordre de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,41 % (2017 – 3,41 %)	2019–2044	4 398	4 046
Débtentures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 6,50 % (2017 – 6,50 %)	2039	200	200
Billets de premier rang non garantis – taux fixe de 2,85 % (2017 – 2,85 %)	2023	500	500
Emprunts sur les facilités de crédit classés à long terme		1 066	671
Ajustement de la juste valeur – acquisition d'ITC		161	167
<b>Total de la dette à long terme</b> (note 28)		<b>24 231</b>	21 535
Moins : coûts de financement différés et escomptes sur la dette		(146)	(139)
Moins : tranche courante de la dette à long terme		(926)	(705)
		<b>23 159 \$</b>	20 691 \$

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

La plupart des emprunts à long terme des entreprises de services publics réglementés de la Société sont remboursables au gré des entreprises de services publics concernées à la valeur nominale ou à un prix précis, selon la plus élevée des valeurs, plus les intérêts courus et impayés sur le capital. Lorsqu'une garantie est fournie, c'est habituellement au moyen d'une charge de premier rang fixe ou variable sur les actifs précis de l'entreprise de services publics.

Les débetures non garanties et les billets de premier rang non garantis de la Société sont rachetables au gré de Fortis à la valeur la plus élevée entre la valeur nominale et un prix précis, plus les intérêts courus et impayés.

Certains emprunts 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.

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 de façon anticipée une dette subordonnée si, immédiatement par la suite, ses obligations financées consolidées excédaient 75 % du total de sa structure du capital consolidée.

### Émissions de titres d'emprunt à long terme

<i>(en millions, sauf les pourcentages)</i>	<b>Mois de l'émission</b>	<b>Taux d'intérêt (en %)</b>	<b>Échéance</b>	<b>Montant</b>	<b>Affectation du produit</b>
<b>ITC</b>					
Obligations hypothécaires de premier rang	Mars	4,00	2053	225 \$ US	1, 2, 3, 4
Obligations hypothécaires de premier rang	Novembre	4,32	2051	175 \$ US	2, 3, 4
<b>UNS Energy</b>					
Billets non garantis	Novembre	4,85	2048	300 \$ US	1, 4
<b>Central Hudson</b>					
Billets non garantis	Juin	4,27	2048	25 \$ US	3, 4
Billets non garantis	Octobre	3,99	2026	40 \$ US	1, 3, 4
Billets non garantis	Octobre	4,21	2033	40 \$ US	1, 3, 4
<b>FortisBC Energy</b>					
Débetures non garanties	Décembre	3,85	2048	200	2, 4
<b>FortisAlberta</b>					
Débetures non garanties	Septembre	3,73	2048	150	2, 4
<b>FortisOntario</b>					
Billets non garantis	Août	4,10	2048	100	1, 4
<b>Maritime Electric</b>					
Obligations hypothécaires de premier rang	Décembre	4,15	2058	40	2, 4
<b>FortisTCl</b>					
Billets non garantis	Février	<sup>5</sup>	2023	25 \$ US	<sup>6</sup>
Emprunt à terme non renouvelable non garanti <sup>7</sup>	Septembre	<sup>5</sup>	2025	5 \$ US	<sup>4</sup>

<sup>1)</sup> Remboursement de la dette à long terme arrivant à échéance.

<sup>2)</sup> Remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit.

<sup>3)</sup> Financement de dépenses d'investissement.

<sup>4)</sup> Fins générales de la société.

<sup>5)</sup> Taux variable correspondant au LIBOR à un mois majoré de 1,75 %.

<sup>6)</sup> Remboursement d'un prêt de soutien d'urgence à la suite du passage d'un ouragan.

<sup>7)</sup> Le montant maximal des emprunts aux terme de cette entente est de 10 millions \$ US.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 16. DETTE À LONG TERME (suite)

### Remboursements sur la dette à long terme

Le calendrier des remboursements de capital requis s'établit comme suit pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite, de manière consolidée :

<i>(Année)</i>	<b>Total</b> <i>(en millions)</i>
2019	926 \$
2020	731
2021	1 324
2022	1 125
2023	1 605
Par la suite	18 520
	<b>24 231 \$</b>

### Facilités de crédit

Au 31 décembre 2018, la Société et ses filiales disposaient de facilités de crédit consolidées d'environ 5,2 milliards \$, dont un montant d'environ 3,9 milliards \$ était inutilisé, y compris une tranche inutilisée de 1,0 milliard \$ de la facilité de crédit renouvelable confirmée de la Société.

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

<i>(en millions)</i>	<b>Entreprises de services publics réglementés</b>	<b>Siège social et autres</b>	<b>2018</b>	2017
Total des facilités de crédit	<b>3 780 \$</b>	<b>1 385 \$</b>	<b>5 165 \$</b>	4 952 \$
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme <sup>1</sup>	<b>(60)</b>	-	<b>(60)</b>	(209)
Dette à long terme (y compris la tranche courante) <sup>2</sup>	<b>(731)</b>	<b>(335)</b>	<b>(1 066)</b>	(671)
Lettres de crédit en cours	<b>(65)</b>	<b>(54)</b>	<b>(119)</b>	(129)
<b>Facilités de crédit inutilisées</b>	<b>2 924 \$</b>	<b>996 \$</b>	<b>3 920 \$</b>	3 943 \$

<sup>1</sup> Le taux d'intérêt moyen pondéré était d'environ 4,2 % (31 décembre 2017 – 1,8 %).

<sup>2</sup> Le taux d'intérêt moyen pondéré était d'environ 3,3 % (31 décembre 2017 – 2,5 %). La tranche courante se chiffrait à 735 millions \$ (31 décembre 2017 – 312 millions \$).

Les facilités de crédit sont principalement conclues auprès de grandes banques canadiennes et américaines, aucune banque ne détenant plus de 20 % du total de ces facilités. Une tranche d'environ 5,0 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2019 et 2023.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les facilités de crédit consolidées, d'environ 5,2 milliards \$ au 31 décembre 2018, sont présentées ci-après.

(en millions)

	Montant	Échéance
<b>Facilités de crédit renouvelables confirmées non garanties</b>		
Entreprises de services publics réglementés		
ITC <sup>1</sup>	900 \$ US	Octobre 2022
UNS Energy	500 \$ US	Octobre 2022
Central Hudson	250 \$ US	<sup>2</sup>
FortisBC Energy	700	Août 2023
FortisAlberta	250	Août 2023
FortisBC Electric	150	Avril 2023
Autres entreprises d'électricité	190	<sup>3</sup>
Autres entreprises d'électricité	50 \$ US	Janvier 2020
Siège social et autres	1 350	<sup>4</sup>
<b>Autres facilités</b>		
Central Hudson – facilité de crédit non confirmée	40 \$ US	s.o.
FortisBC Electric – facilité de découvert à vue non garantie	10	s.o.
Autres entreprises d'électricité – facilités à vue non garanties	25	s.o.
Autres entreprises d'électricité – facilité et prêt de soutien d'urgence à vue non garantis	60 \$ US	Avril 2019
Siège social et autres – facilité non renouvelable non garantie	35	s.o.

<sup>1</sup> ITC dispose aussi d'un programme de papier commercial d'un montant de 400 millions \$ US, aux termes duquel aucun montant n'était en cours au 31 décembre 2018.

<sup>2</sup> 50 millions \$ US en juillet 2020 et 200 millions \$ US en octobre 2020.

<sup>3</sup> 50 millions \$ en février 2019, 40 millions \$ en juin 2021 et 100 millions \$ en août 2023.

<sup>4</sup> 1,3 milliard \$ en juillet 2023, avec une option visant une augmentation pouvant aller jusqu'à 500 millions \$, et 50 millions \$ en avril 2021.

## 17. OBLIGATIONS LIÉES AUX CONTRATS DE LOCATION-ACQUISITION ET OBLIGATIONS FINANCIÈRES

### Obligations liées aux contrats de location-acquisition

#### UNS Energy

Par suite de l'acquisition des unités 1 et 2 de la centrale Gila River par une tierce partie avec laquelle TEP a conclu un contrat d'achat d'électricité, TEP prévoit exercer son option visant l'achat de l'unité 2 de la centrale Gila River en décembre 2019 pour un montant d'environ 224 millions \$ (164 millions \$ US). Sur la durée du contrat, soit 20 mois, TEP paiera une prime de puissance mensuelle composée de frais de mobilisation de capacités et d'un droit d'exploitation.

Pour 2018, des primes de puissance de 10 millions \$ (2017 – néant) ont été comptabilisées relativement à l'obligation liée au contrat de location-acquisition de l'unité 2 de la centrale Gila River.

TEP est partie à deux contrats de location des installations communes de Springerville prévoyant des options d'achat à prix fixe totalisant 68 millions \$ US et une durée initiale se terminant en janvier 2021. TEP a le choix de renouveler les contrats de location 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 et les tiers devront acheter une partie de ces installations ou continuer d'effectuer des paiements à TEP pour poursuivre l'utilisation des installations.

L'obligation liée aux contrats de location des installations communes de Springerville porte intérêt au LIBOR à six mois majoré de 2,00 %. TEP détient un swap de taux d'intérêt qui fixe de façon efficace le LIBOR à 5,77 % pour une tranche de 16 millions \$ (31 décembre 2017 – 23 millions \$) de l'obligation liée aux contrats de location totalisant 19 millions \$ (31 décembre 2017 – 26 millions \$). Le swap est comptabilisé comme une couverture de flux de trésorerie (note 28).

Pour 2018, des charges d'intérêts de 3 millions \$ (2017 – 4 millions \$) et une dotation aux amortissements de 8 millions \$ (2017 – 8 millions \$) ont été comptabilisées relativement à l'obligation liée aux contrats de location-acquisition de Springerville.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 17. OBLIGATIONS LIÉES AUX CONTRATS DE LOCATION-ACQUISITION ET OBLIGATIONS FINANCIÈRES (suite)

### 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 exploite la centrale Brilliant et en assure la maintenance en vertu du contrat BPPA qui vient à expiration 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 porte intérêt à un taux mixte de 5,00 %. Un montant de 28 millions \$ (2017 – 27 millions \$) 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 coûts d'exploitation connexes. L'obligation porte intérêt à un taux mixte de 9,00 %. Un montant de 3 millions \$ (2017 – 3 millions \$) a été inclus dans les charges d'exploitation et comptabilisé conformément à l'entente relative au PTB, comme l'a approuvé la BCUC.

### 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. Ces actifs consistent en du matériel faisant partie intégrante des actifs immobiliers et les opérations ont été comptabilisées à titre d'opérations de financement et le produit connexe, à titre d'obligations financières. Les paiements de loyers, déduction faite de la partie comptabilisée à titre de charges d'intérêts, réduisent les obligations financières.

Les obligations financières, qui portent intérêt à des taux implicites variant entre 6,90 % et 7,48 %, sont remboursées sur une période initiale de 35 ans et peuvent être résiliées de façon anticipée après 17 ans. Si la Société exerce cette option, elle versera à la municipalité un paiement de résiliation anticipé égal à la valeur comptable de l'obligation au moment de la résiliation. En octobre 2018, FortisBC Energy a exercé une option de paiement de résiliation anticipé d'un montant de 27 millions \$ en ce qui a trait à l'une de ces ententes.

### Remboursements sur des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières

La valeur actualisée des paiements de loyers minimaux pour les cinq prochains exercices et par la suite se présente comme suit :

(Année)	Total (en millions)
2019	313 \$
2020	77
2021	80
2022	49
2023	47
Par la suite	1 885
	2 451 \$
Moins : intérêts implicites et coûts des services	(1 809)
<b>Total des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières</b>	<b>642</b>
Moins : tranche courante	(252)
	<u>390 \$</u>

## 18. AUTRES PASSIFS

<i>(en millions)</i>	<b>2018</b>	2017
Régimes de retraite à prestations définies (note 25)	<b>391 \$</b>	393 \$
AAPE (note 25)	<b>350</b>	381
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 3)	<b>111</b>	71
Dépôts de clients et autres dépôts	<b>57</b>	67
Régimes de rémunération fondée sur des actions (note 22)	<b>56</b>	39
Obligations liées à la remise en état de mines <sup>1</sup>	<b>40</b>	40
Remise en état des centrales au gaz <sup>2</sup>	<b>32</b>	34
Juste valeur des dérivés (note 28)	<b>30</b>	37
Régime de rémunération différée (note 11)	<b>29</b>	28
Billet de la société Waneta (note 10)	<b>-</b>	63
Autres <sup>3</sup>	<b>42</b>	57
	<b>1 138 \$</b>	1 210 \$

<sup>1</sup> TEP paie continuellement des coûts de remise en état relatifs aux trois mines de charbon qui approvisionnent les installations dans lesquelles elle détient une participation, mais qu'elle n'exploite pas. Les coûts sont différés à titre d'actif réglementaire et recouvrés auprès des clients, comme l'autorité de réglementation l'autorise. La quote-part de TEP des coûts de remise en état estimative s'élève à 90 millions \$ (66 millions \$ US) à l'expiration des contrats d'approvisionnement en charbon, entre 2019 et 2031. La valeur actualisée de l'obligation future estimative est présentée dans le tableau ci-dessus.

<sup>2</sup> Aux termes des règles environnementales, Central Hudson doit inspecter les sites où la Société ou ses prédécesseurs ont, à un moment donné, été propriétaires ou exploitants de centrales au gaz, ou les deux, et elle est tenue de remettre ces sites en état, le cas échéant. Les coûts sont comptabilisés d'après les montants qui peuvent être raisonnablement estimés. Au 31 décembre 2018, une obligation de 64 millions \$ (47 millions \$ US) a été comptabilisée, dont une tranche courante de 32 millions \$ (23 millions \$ US) a été comptabilisée dans les créditeurs et autres passifs courants (note 15). Central Hudson a avisé ses assureurs qu'elle prévoit leur demander le remboursement des coûts de remise en état en vertu des polices d'assurance couvrant pareils coûts. Les écarts entre les coûts réels et les limites tarifaires prévues sont différés à titre d'actif réglementaire aux fins de recouvrement futur (note 9).

<sup>3</sup> Ce poste comprend principalement les charges à payer à long terme, les produits de location différés, les fonds reçus en prévision de dépenses et les économies d'impôt non comptabilisées.

## 19. BÉNÉFICE PAR ACTION ORDINAIRE

Le bénéfice par action (« BPA ») dilué est calculé selon la méthode des actions propres pour les options.

	<b>2018</b>			2017		
	<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b> <i>(en millions)</i>	<b>Nombre moyen pondéré d'actions</b> <i>(en millions)</i>	<b>BPA</b>	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	Nombre moyen pondéré d'actions	BPA
<b>BPA de base</b>	<b>1 100 \$</b>	<b>424,7</b>	<b>2,59 \$</b>	963 \$	415,5	2,32 \$
Incidence des options sur actions potentiellement dilutives	-	<b>0,5</b>		-	0,7	
<b>BPA dilué</b>	<b>1 100 \$</b>	<b>425,2</b>	<b>2,59 \$</b>	963 \$	416,2	2,31 \$

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 20. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

### Autorisé

Un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et de second rang, sans valeur nominale.

Émises et en circulation	2018		2017	
	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)
<b>Actions privilégiées de premier rang</b>				
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
	<b>66 200</b>	<b>1 623 \$</b>	66 200	1 623 \$

Les caractéristiques des actions privilégiées de premier rang se présentent comme suit :

	Rendement initial (en %)	Dividende annuel (en \$)	Rendement de l'action rajusté (en %)	Date d'option de rachat ou de conversion (date la plus proche)	Valeur de rachat (en \$)	Droit de convertir à raison de une pour une
<b>Actions privilégiées de premier rang<sup>1,2</sup></b>						
Taux fixe perpétuel						
Série F	4,90	1,2250	–	1 <sup>er</sup> décembre 2011	25,00	–
Série J <sup>3</sup>	4,75	1,1875	–	1 <sup>er</sup> décembre 2017	25,75	–
Taux fixe rajusté <sup>4,5</sup>						
Série G <sup>6</sup>	5,25	1,0983	2,13	1 <sup>er</sup> septembre 2013	25,00	–
Série H	4,25	0,6250	1,45	1 <sup>er</sup> juin 2015	25,00	Série I
Série K	4,00	1,0000	2,05	1 <sup>er</sup> mars 2019	25,00	Série L
Série M	4,10	1,0250	2,48	1 <sup>er</sup> décembre 2019	25,00	Série N
Taux variable rajusté <sup>5,7</sup>						
Série I <sup>3</sup>	2,10	–	1,45	1 <sup>er</sup> juin 2015	25,50	Série H
Série L	–	–	2,05	1 <sup>er</sup> mars 2024	–	Série K
Série N	–	–	2,48	1 <sup>er</sup> décembre 2024	–	Série M

<sup>1</sup> 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 égaux le premier jour de chaque trimestre.

<sup>2</sup> À compter de dates de rachat précisées, la Société peut choisir de racheter, contre trésorerie, 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 rajusté à chaque cinquième anniversaire de ces dates par la suite.

<sup>3</sup> Les actions privilégiées de premier rang de série J pouvaient être rachetées en contrepartie d'une somme de 26,00 \$ par action jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2018, et cette somme diminuera de 0,25 \$ chaque année jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2021 après quoi elle sera fixée 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<sup>er</sup> juin 2020, exclusivement, et d'une somme de 25,00 \$ par action à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite.

<sup>4</sup> À la date d'option de rachat ou de conversion, et tous les cinq ans par la suite, le taux rajusté 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 rajustement applicable, majoré du taux de rendement de l'action rajusté applicable.

<sup>5</sup> 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.

<sup>6</sup> Le taux du dividende annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série G, a été rajusté, passant de 0,9708 \$ à 1,0983 \$, pour la période de cinq ans allant du 1<sup>er</sup> septembre 2018, inclusivement, au 1<sup>er</sup> septembre 2023, exclusivement.

<sup>7</sup> Le taux de dividende trimestriel variable sera rajusté 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 rajusté 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 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.

## 21. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

<i>(en millions)</i>	Solde d'ouverture	Variation nette	Solde de clôture
<b>2018</b>			
<b>Profits (pertes) de change latent(e)s</b>			
Sur investissements nets dans des établissements à l'étranger	247 \$	1 223 \$	1 470 \$
Sur couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	(172)	(372)	(544)
(Charge) économie d'impôt sur le résultat	(1)	11	10
	<b>74</b>	<b>862</b>	<b>936</b>
<b>Autres</b>			
Couvertures de flux de trésorerie <i>(note 28)</i>	10	1	11
(Pertes) profits latent(e)s au titre des avantages du personnel futurs <i>(note 25)</i>	(26)	6	(20)
Économie (charge) d'impôt sur le résultat	3	(2)	1
	<b>(13)</b>	<b>5</b>	<b>(8)</b>
<b>Cumul des autres éléments de bénéfice global</b>	<b>61 \$</b>	<b>867 \$</b>	<b>928 \$</b>
<b>2017</b>			
<b>Profits (pertes) de change latent(e)s</b>			
Sur investissements nets dans des établissements à l'étranger	1 227 \$	(980) \$	247 \$
Sur couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	(472)	300	(172)
Économie (charge) d'impôt sur le résultat	1	(2)	(1)
	756	(682)	74
<b>Autres</b>			
Couvertures de flux de trésorerie <i>(note 28)</i>	8	2	10
Pertes latentes au titre des avantages du personnel futurs <i>(note 25)</i>	(22)	(4)	(26)
Économie d'impôt sur le résultat	3	–	3
	(11)	(2)	(13)
<b>Cumul des autres éléments de bénéfice global</b>	<b>745 \$</b>	<b>(684) \$</b>	<b>61 \$</b>

## 22. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

### Options sur actions

Des cadres et certains employés clés de Fortis et de ses filiales peuvent se voir attribuer des options sur actions ordinaires de la Société. Les options peuvent être exercées sur une période de dix ans à partir de la date d'attribution, 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 2018 et 2017.

	2018		2017
	Février	Mars	Février
Options attribuées <i>(en nombre)</i>	721 536	39 972	774 924
Prix d'exercice <i>(en \$)</i> <sup>1</sup>	41,27	42,00	42,36
Juste valeur à la date d'attribution <i>(en \$)</i>	3,43	4,08	3,22
<b>Hypothèses d'évaluation :</b>			
Rendement de l'action <i>(en %)</i> <sup>2</sup>	3,7	3,7	3,8
Volatilité attendue <i>(en %)</i> <sup>3</sup>	15,5	15,7	16,1
Taux d'intérêt sans risque <i>(en %)</i> <sup>4</sup>	2,1	2,0	1,2
Durée de vie moyenne pondérée attendue <i>(en années)</i> <sup>5</sup>	5,6	5,6	5,6

<sup>1</sup> Cours moyen pondéré en fonction des volumes des cinq jours précédant immédiatement la date d'attribution.

<sup>2</sup> Reflète le rendement de l'action annuel moyen jusqu'à la date d'attribution et la durée de vie moyenne pondérée attendue des options.

<sup>3</sup> Reflète les données historiques sur une période correspondant à la durée de vie moyenne pondérée attendue des options.

<sup>4</sup> Rendement des obligations du gouvernement du Canada de référence au moment de l'attribution, qui couvre la durée de vie moyenne pondérée attendue des options.

<sup>5</sup> Reflète les données historiques.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

### 22. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS (suite)

#### Options sur actions (suite)

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les options sur actions pour 2018.

	Total des options		Options dont les droits n'ont pas été acquis <sup>1</sup>	
	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 <sup>er</sup> janvier 2018	3 702 294	36,65 \$	1 812 319	2,86 \$
Attribuées	761 508	41,31 \$	761 508	3,46 \$
Exercées	(357 120)	33,49 \$	s.o.	s.o.
Acquises	s.o.	s.o.	(711 484)	2,88 \$
Annulées/frappées de déchéance	(91 216)	40,44 \$	(91 216)	3,08 \$
Options en circulation au 31 décembre 2018	4 015 466	37,73 \$	1 771 127	3,10 \$
Options dont les droits sont acquis au 31 décembre 2018 <sup>2</sup>	2 244 339	35,40 \$		

<sup>1</sup> Au 31 décembre 2018, 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.

<sup>2</sup> Au 31 décembre 2018, 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 23 millions \$.

Le tableau ci-dessous présente d'autres renseignements sur les options sur actions.

(en millions)	2018	2017
Charge liée aux options sur actions comptabilisée	2 \$	3 \$
<b>Options sur actions exercées :</b>		
Trésorerie reçue au titre du prix d'exercice	12	40
Valeur intrinsèque réalisée par les employés	3	15
Juste valeur des options dont les droits ont été acquis	2	2

#### Régime d'UAD des administrateurs

Les administrateurs de la Société qui ne sont pas des dirigeants sont admissibles à l'attribution d'UAD représentant la composante en actions de leur rémunération annuelle. 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 que des circonstances spéciales justifient l'attribution d'UAD additionnelles à un administrateur.

Les droits relatifs à chaque UAD sont acquis à la date d'attribution, possèdent une valeur sous-jacente correspondant à la valeur d'une action ordinaire de la Société, donnent droit à des dividendes sur actions ordinaires fictifs proportionnels et sont réglés en trésorerie.

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les UAD.

	2018	2017
<b>Nombre d'unités</b>		
Solde au début de l'exercice	184 795	199 411
Attribuées	32 132	31 453
Dividendes fictifs réinvestis	7 518	7 294
Réglées	(47 898)	(53 363)
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>176 547</b>	<b>184 795</b>
<b>Renseignements supplémentaires</b> (en millions)		
Charge de rémunération comptabilisée	2 \$	3 \$
Distribution en trésorerie <sup>1</sup>	2	2
Charge à payer aux 31 décembre <sup>2</sup>	8	9

<sup>1</sup> Réflète un prix net moyen pondéré de 43,15 \$ par UAD (2017 – 45,37 \$).

<sup>2</sup> Comptabilisée selon le cours moyen pondéré en fonction des volumes respectif au 31 décembre (note 3) et incluse dans les autres passifs à long terme (note 18).

### Régimes d'UALR

La haute direction de la Société et de ses filiales ainsi que tous les employés d'ITC sont admissibles à l'attribution d'UALR, lesquelles constituent une composante de leur rémunération à long terme.

Les droits relatifs à chaque UALR sont acquis sur une période de trois ans ou au moment de l'admissibilité à la retraite du titulaire des unités, possèdent une valeur sous-jacente correspondant à la valeur d'une action ordinaire de la Société, donnent droit à des dividendes sur actions ordinaires fictifs proportionnels et sont réglés en trésorerie. À la fin de la période d'acquisition de trois ans, la distribution en trésorerie correspond au produit : i) du nombre d'unités dont les droits sont acquis, ii) du cours moyen pondéré en fonction des volumes de l'action ordinaire de la Société pour les cinq jours de Bourse précédant la date d'expiration, et iii) d'un pourcentage du versement s'établissant dans une fourchette de 0 % à 200 %.

Le pourcentage du versement se fonde sur le rendement de la Société sur une période d'acquisition 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 BPA cumulé de la Société ou, pour certaines filiales, le bénéfice net cumulé de la Société comparé à la cible établie au moment de l'attribution.

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les UALR.

	2018	2017
<b>Nombre d'unités</b>		
Solde au début de l'exercice	<b>1 350 960</b>	931 951
Attribuées	<b>668 995</b>	711 749
Dividendes fictifs réinvestis	<b>66 280</b>	44 893
Réglées	<b>(280 993)</b>	(239 509)
Annulées/frappées de déchéance	<b>(42 471)</b>	(16 910)
Transférées au régime d'UAR	-	(81 214)
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>1 762 771</b>	1 350 960
<b>Renseignements supplémentaires</b> (en millions)		
Charge de rémunération comptabilisée	<b>22 \$</b>	26 \$
Charge de rémunération non comptabilisée <sup>1</sup>	<b>27</b>	17
Distribution en trésorerie <sup>2</sup>	<b>14</b>	11
Charge à payer aux 31 décembre <sup>3</sup>	<b>50</b>	41
Valeur intrinsèque totale aux 31 décembre <sup>4</sup>	<b>77</b>	58

<sup>1</sup> Liée aux UALR dont les droits ne sont pas encore acquis et devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée de deux ans.

<sup>2</sup> Reflète un prix net moyen pondéré de 46,01 \$ par UALR et un pourcentage du paiement de 109 % (2017 – 41,46 \$ et 113 %, respectivement).

<sup>3</sup> Comptabilisée selon le cours moyen pondéré en fonction des volumes respectif au 31 décembre (note 3) et incluse dans les créditeurs et autres passifs courants et dans les autres passifs à long terme (notes 15 et 18).

<sup>4</sup> Liée aux UALR en circulation et reflète une durée de vie contractuelle moyenne pondérée de un an.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

### 22. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS (suite)

#### Régimes d'UAR

La haute direction de la Société et de ses filiales ainsi que tous les employés d'ITC sont admissibles à l'attribution d'UAR, lesquels constituent une composante de leur rémunération à long terme.

Les droits relatifs à chaque UAR sont acquis sur une période de trois ans ou au moment de l'admissibilité à la retraite du titulaire des unités, possèdent une valeur sous-jacente correspondant à la valeur d'une action ordinaire de la Société, donnent droit à des dividendes sur actions ordinaires fictifs proportionnels et sont réglés en trésorerie.

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les UAR.

	2018	2017
<b>Nombre d'unités</b>		
Solde au début de l'exercice	<b>482 763</b>	123 612
Attribuées	<b>305 686</b>	349 496
Dividendes fictifs réinvestis	<b>26 263</b>	15 407
Réglées	<b>(75 427)</b>	(74 876)
Annulées/frappées de déchéance	<b>(22 267)</b>	(12 090)
Transférées du régime d'UALR	-	81 214
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>717 018</b>	482 763
<b>Renseignements supplémentaires</b> (en millions)		
Charge de rémunération comptabilisée	<b>11 \$</b>	8 \$
Charge de rémunération non comptabilisée <sup>1</sup>	<b>15</b>	11
Distribution en trésorerie <sup>2</sup>	<b>3</b>	3
Charge à payer aux 31 décembre <sup>3</sup>	<b>19</b>	11
Valeur intrinsèque totale aux 31 décembre <sup>4</sup>	<b>34</b>	22

<sup>1)</sup> Liée aux UAR dont les droits ne sont pas encore acquis et devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée de deux ans.

<sup>2)</sup> Reflète un prix net moyen pondéré de 45,55 \$ par UAR (2017 – 43,42 \$).

<sup>3)</sup> Comptabilisée selon le cours moyen pondéré en fonction des volumes respectif au 31 décembre (note 3) et incluse dans les créditeurs et autres passifs courants et dans les autres passifs à long terme (notes 15 et 18).

<sup>4)</sup> Liée aux UAR en circulation et reflète une durée de vie contractuelle moyenne pondérée de un an.

### 23. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

(en millions)	2018	2017
Composante capitaux propres de la PFUPC	<b>64 \$</b>	74 \$
Produits d'intérêts	<b>15</b>	14
(Perte) bénéfice lié(e) à une participation – BEL	<b>(1)</b>	4
Coût net périodique des prestations de retraite	<b>(1)</b>	(11)
Profit de change net <sup>1</sup>	-	26
Autres	<b>(17)</b>	9
	<b>60 \$</b>	116 \$

<sup>1)</sup> Comprend un profit de change latent non récurrent de 21 millions \$ sur un prêt d'une société affiliée libellé en dollars américains en 2017.

## 24. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

### Actifs et passifs d'impôt différé

Le tableau suivant présente les composantes importantes des actifs et des passifs d'impôt différé.

<i>(en millions)</i>	<b>2018</b>	2017
<b>Actifs d'impôt différé, montant brut</b>		
Passifs réglementaires	<b>635 \$</b>	596 \$
Reports en avant de pertes fiscales et de crédits d'impôt	<b>522</b>	571
Avantages du personnel futurs	<b>153</b>	143
Pertes de change latentes sur la dette à long terme	<b>69</b>	28
Autres	<b>76</b>	51
	<b>1 455</b>	1 389
Réduction de valeur	<b>(56)</b>	(44)
<b>Actifs d'impôt différé, montant net</b>	<b>1 399 \$</b>	1 345 \$
<b>Passifs d'impôt différé, montant brut</b>		
Immobilisations corporelles	<b>(3 780) \$</b>	(3 353) \$
Actifs réglementaires	<b>(203)</b>	(203)
Immobilisations incorporelles	<b>(102)</b>	(87)
	<b>(4 085)</b>	(3 643)
<b>Passifs d'impôt différé, montant net</b>	<b>(2 686) \$</b>	(2 298) \$

Les actifs d'impôt différé liés aux pertes de change latentes sur la dette à long terme reflètent des pertes en capital latentes de 56 millions \$ au 31 décembre 2018 (31 décembre 2017 – 44 millions \$). Ces actifs d'impôt différé ne peuvent servir que si la Société dispose de gains en capital pouvant réduire ces 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 suffisants dans l'avenir et, par conséquent, la Société a comptabilisé une réduction de valeur.

En se fondant sur les tendances historiques des bénéfices imposables de Fortis, la direction croit que Fortis générera les bénéfices nécessaires, dans l'avenir, pour réaliser tous les autres actifs d'impôt différé.

### Économies d'impôts non comptabilisées

<i>(en millions)</i>	<b>2018</b>	2017
Solde au début de l'exercice	<b>28 \$</b>	23 \$
Ajouts liés à l'exercice considéré	<b>6</b>	13
Ajustements liés aux exercices précédents et à la réforme fiscale américaine	<b>4</b>	(8)
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>38 \$</b>	28 \$

Certaines économies d'impôt non comptabilisées, si elles étaient comptabilisées, réduiraient la charge d'impôt de 1 million \$ en 2018. Fortis n'a pas comptabilisé de charges d'intérêts en 2018 et en 2017 relativement à des avantages fiscaux non comptabilisés.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 24. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT (suite)

### Charge d'impôt sur le résultat

(en millions)	2018	2017
<b>Au Canada</b>		
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	376 \$	461 \$
Charge d'impôt exigible	51	41
Impôt différé	(25)	16
	26 \$	57 \$
<b>À l'étranger</b>		
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	1 075 \$	1 252 \$
Charge d'impôt exigible	(22)	3
Impôt différé	161	528
	139 \$	531 \$
<b>Charge d'impôt sur le résultat</b>	<b>165 \$</b>	<b>588 \$</b>

La charge d'impôt sur le résultat diffère du montant qui aurait été calculé en appliquant le taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi au bénéfice avant la charge d'impôt sur le résultat. 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.

(en millions, sauf les pourcentages)	2018	2017
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	1 451 \$	1 713 \$
Taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi	28,5 %	28,0 %
Taux d'imposition fédéral et provincial attendu prévu par la loi	414 \$	480 \$
Augmentation (diminution) découlant des éléments suivants :		
Entrée en vigueur de la réforme fiscale américaine <sup>1</sup>	–	168
Différentiels de taux prévus par la loi à l'étranger et autres	(110)	31
Réévaluation des passifs d'impôt différé	(44)	–
PFUPC	(14)	(26)
Effets de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés :		
Écart entre l'amortissement déclaré aux fins fiscales et celui présenté aux fins comptables	(34)	(26)
Éléments capitalisés aux fins comptables, mais passés en charges aux fins fiscales	(21)	(21)
Autres	(26)	(18)
<b>Charge d'impôt sur le résultat</b>	<b>165 \$</b>	<b>588 \$</b>
Taux d'imposition effectif	11,4 %	34,3 %

<sup>1</sup> En 2017, la Tax Cuts and Jobs Act a apporté des changements majeurs à la législation fiscale américaine, notamment une réduction du taux d'imposition des sociétés fédéral des États-Unis, qui est passé de 35 % à 21 % à compter du 1<sup>er</sup> 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'impôt différé selon le nouveau taux d'imposition des sociétés à la date d'entrée en vigueur. Cette réévaluation non récurrente a eu une incidence défavorable de 168 millions \$ sur le bénéfice, laquelle a été comptabilisée dans la charge d'impôt différé (146 millions \$, déduction faite des participations ne donnant pas le contrôle).

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

### Reports d'impôt

<i>(en millions)</i>	Échéance	2018
<b>Au Canada</b>		
Pertes en capital	s.o.	59 \$
Pertes autres qu'en capital	2025–2038	387
Autres crédits d'impôt	2026–2037	2
		<b>448</b>
Montants non comptabilisés		<b>(15)</b>
		<b>433</b>
<b>À l'étranger</b>		
Pertes d'exploitation nettes – fédéral et États	2022–2038	2 130
Autres crédits d'impôt	2021–2038	115
		<b>2 245</b>
<b>Total des reports d'impôt comptabilisés au 31 décembre</b>		<b>2 678 \$</b>

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 2018 de la Société peuvent toujours faire l'objet d'un contrôle fiscal dans les territoires canadiens, et les années d'imposition de 2014 à 2018, dans les territoires des États-Unis.

## 25. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS

Pour ce qui est des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'AAPE, l'obligation au titre des prestations et la juste valeur des actifs des régimes sont évaluées en date du 31 décembre.

Pour les filiales de la Société au Canada et dans les Caraïbes, les régimes de retraite doivent faire l'objet d'évaluations actuarielles pour établir les obligations de capitalisation au moins tous les trois ans. Les plus récentes évaluations actuarielles sont en date du 31 décembre 2015 pour FortisBC Energy (régimes des employés non syndiqués), du 31 décembre 2016 pour FortisBC Electric et FortisBC Energy (régimes des employés syndiqués), du 31 décembre 2017 pour Newfoundland Power, FortisAlberta, FortisOntario et la Société, et du 31 décembre 2018 pour 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 cibles annuelles minimales, lesquelles ont toutes été atteintes.

La politique de placement de la Société vise à assurer que les actifs des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'AAPE, de même que les cotisations prévues, sont investis de façon prudente et économique afin de satisfaire du mieux possible aux obligations des régimes. L'objectif de placement est de maximiser le rendement afin d'optimiser la situation de capitalisation des régimes et de réduire au minimum les coûts pour la Société, évalués à la fois d'après les cotisations en trésorerie et la charge comptabilisée.

### Répartition des actifs des régimes aux 31 décembre

<i>(% moyen pondéré)</i>	Répartition cible		2017
	en 2018	2018	
Titres de participation	46	45	47
Titres à revenu fixe	47	47	46
Titres immobiliers	6	7	6
Trésorerie et autres	1	1	1
	<b>100</b>	<b>100</b>	100

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

### 25. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (suite)

#### Juste valeur des actifs des régimes aux 31 décembre

(en millions)	Niveau 1 <sup>1</sup>	Niveau 2 <sup>1</sup>	Niveau 3 <sup>1</sup>	Total
<b>2018</b>				
Titres de participation	508 \$	885 \$	– \$	1 393 \$
Titres à revenu fixe	144	1 338	–	1 482
Titres immobiliers	–	14	190	204
Titres de sociétés fermées	–	–	25	25
Trésorerie et autres	8	11	–	19
	<b>660 \$</b>	<b>2 248 \$</b>	<b>215 \$</b>	<b>3 123 \$</b>
<b>2017</b>				
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 \$

<sup>1</sup> Se reporter à la note 28 pour une description de la hiérarchie des justes valeurs.

Le tableau suivant présente un rapprochement des variations de la juste valeur des actifs des régimes qui ont été évaluées à l'aide des données d'entrée du niveau 3.

(en millions)	2018	2017
Solde au début de l'exercice	190 \$	113 \$
Rendement des actifs des régimes	15	12
Conversion des devises	3	(2)
Achats, ventes et règlements	7	67
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>215 \$</b>	190 \$

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

## Situation de capitalisation

<i>(en millions)</i>	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2018	2017	2018	2017
<b>Variation de l'obligation au titre des prestations<sup>1</sup></b>				
Solde au début de l'exercice	3 215 \$	3 037 \$	665 \$	676 \$
Coûts des services	84	76	31	27
Cotisations des employés	16	16	2	2
Charges d'intérêts	114	115	23	25
Prestations versées	(145)	(133)	(26)	(22)
Écarts actuariels	(217)	217	(69)	(14)
Crédits liés aux services passés/modifications des régimes	(1)	–	(3)	(3)
Conversion des devises	141	(113)	32	(26)
<b>Solde à la fin de l'exercice<sup>2</sup></b>	<b>3 207 \$</b>	<b>3 215 \$</b>	<b>655 \$</b>	<b>665 \$</b>
<b>Variation de la valeur des actifs des régimes</b>				
Solde au début de l'exercice	2 841 \$	2 646 \$	277 \$	252 \$
Rendement réel des actifs des régimes	(93)	336	(13)	37
Prestations versées	(137)	(127)	(26)	(22)
Cotisations des employés	16	16	2	2
Cotisations de l'employeur	79	69	29	26
Conversion des devises	124	(99)	24	(18)
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>2 830 \$</b>	<b>2 841 \$</b>	<b>293 \$</b>	<b>277 \$</b>
<b>Situation de capitalisation</b>	<b>(377) \$</b>	<b>(374) \$</b>	<b>(362) \$</b>	<b>(388) \$</b>
<b>Présentation du bilan</b>				
Actifs à long terme <i>(note 11)</i>	26 \$	31 \$	1 \$	3 \$
Passifs courants <i>(note 15)</i>	(12)	(12)	(13)	(10)
Passifs à long terme <i>(note 18)</i>	(391)	(393)	(350)	(381)
	<b>(377) \$</b>	<b>(374) \$</b>	<b>(362) \$</b>	<b>(388) \$</b>

<sup>1)</sup> Les montants reflètent l'obligation au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite à prestations définies et l'obligation au titre des prestations accumulées pour les régimes d'AAPE.

<sup>2)</sup> L'obligation au titre des prestations accumulées pour les régimes de retraite à prestations définies, qui ne tient compte d'aucune hypothèse relative aux salaires futurs, s'établissait à 2 936 millions \$ au 31 décembre 2018 (31 décembre 2017 – 2 940 millions \$).

## Coût net au titre des prestations

<i>(en millions)</i>	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2018	2017	2018	2017
Coûts des services	84 \$	76 \$	31 \$	27 \$
Charges d'intérêts	114	115	23	25
Rendement prévu des actifs des régimes	(162)	(151)	(16)	(14)
Amortissement des pertes actuarielles	48	45	–	2
Amortissement des crédits liés aux services passés/ modifications des régimes	–	–	(10)	(12)
Ajustements réglementaires	(1)	2	6	4
<b>Coût net au titre des prestations</b>	<b>83 \$</b>	<b>87 \$</b>	<b>34 \$</b>	<b>32 \$</b>

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

### 25. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (suite)

#### Coût net au titre des prestations (suite)

Le tableau suivant présente un sommaire des montants cumulés au titre du coût net des prestations qui n'ont pas encore été comptabilisés en résultat net ou dans le résultat global ainsi que leur classement dans les bilans consolidés.

(en millions)	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'APE	
	2018	2017	2018	2017
Écart actuariels nets non amortis	19 \$	22 \$	(2) \$	– \$
Coûts liés aux services passés non amortis	1	1	2	3
Économie d'impôt sur le résultat	(3)	(5)	(1)	(1)
<b>Cumul des autres éléments de bénéfice global (note 21)</b>	<b>17 \$</b>	<b>18 \$</b>	<b>(1) \$</b>	<b>2 \$</b>
Écarts actuariels nets	457 \$	443 \$	(25) \$	17 \$
Crédits liés aux services passés	(10)	(11)	(16)	(23)
Autres reports réglementaires	15	10	27	27
	<b>462 \$</b>	<b>442 \$</b>	<b>(14) \$</b>	<b>21 \$</b>
Actifs réglementaires (note 9)	462 \$	442 \$	23 \$	68 \$
Passifs réglementaires (note 9)	–	–	(37)	(47)
<b>Actifs réglementaires, montant net</b>	<b>462 \$</b>	<b>442 \$</b>	<b>(14) \$</b>	<b>21 \$</b>

Le tableau ci-dessous présente un sommaire des composantes du coût net des prestations comptabilisées dans le résultat global ou à titre d'actifs réglementaires, qui auraient autrement été comptabilisées dans le résultat global.

(en millions)	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'APE	
	2018	2017	2018	2017
Écarts actuariels nets de l'exercice considéré	(3) \$	5 \$	(2) \$	(1) \$
(Crédits) coûts liés aux services passés/modifications des régimes	–	–	(1)	2
Amortissement des pertes actuarielles	(1)	(1)	–	–
Conversion des devises	1	(1)	–	–
Économie d'impôt sur le résultat	2	–	–	–
<b>Total comptabilisé dans le résultat global</b>	<b>(1) \$</b>	<b>3 \$</b>	<b>(3) \$</b>	<b>1 \$</b>
Écarts actuariels nets de l'exercice considéré	41 \$	24 \$	(39) \$	(35) \$
Crédits liés aux services passés/modifications des régimes	–	–	(3)	(5)
Amortissement des pertes actuarielles	(47)	(44)	–	(1)
Amortissement des (coûts) crédits liés aux services passés	1	–	11	12
Conversion des devises	21	(17)	(3)	2
Ajustements réglementaires	4	(1)	(1)	(6)
<b>Total comptabilisé au titre des actifs réglementaires</b>	<b>20 \$</b>	<b>(38) \$</b>	<b>(35) \$</b>	<b>(33) \$</b>

Des pertes actuarielles nettes de 1 million \$ devraient être amorties en les sortant du cumul des autres éléments du résultat global pour les inclure dans le coût net au titre des prestations en 2019 à l'égard des régimes de retraite à prestations définies.

Des pertes actuarielles nettes de 24 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 2019 à l'égard des régimes de retraite à prestations définies. Des crédits liés aux services passés de 8 millions \$ des gains actuariels nets de 4 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 2019 à l'égard des régimes d'APE.

## Principales hypothèses

(% moyen pondéré)	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2018	2017	2018	2017
Taux d'actualisation au cours de l'exercice <sup>1</sup>	<b>3,56</b>	3,98	<b>3,57</b>	3,96
Taux d'actualisation aux 31 décembre	<b>4,07</b>	3,58	<b>4,13</b>	3,59
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes <sup>2</sup>	<b>5,80</b>	5,97	<b>5,48</b>	5,81
Taux de croissance de la rémunération	<b>3,35</b>	3,34	–	–
Croissance tendancielle du coût des soins de santé aux 31 décembre <sup>3</sup>	–	–	<b>4,61</b>	4,71

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> Le taux tendanciel du coût des soins de santé moyen pondéré projeté pour 2019 est de 6,35 % pour les régimes d'AAPE et devrait diminuer au cours des 14 prochaines années pour s'établir à 4,61 % en 2032 et demeurer à ce niveau par la suite.

Le tableau suivant présente un sommaire de l'incidence d'une modification de 1 % du taux tendanciel du coût des soins de santé pour 2018.

(en millions)	Augmentation de 1 % du taux	Diminution de 1 % du taux
Augmentation (diminution) de l'obligation au titre des prestations accumulées	<b>85 \$</b>	<b>(67) \$</b>
Augmentation (diminution) du coût des services rendus et des intérêts	<b>11</b>	<b>(8)</b>

## Versements de prestations prévus

(année)	Paiements au titre des régimes de retraite à prestations définies (en millions)	Paiements au titre des régimes d'AAPE (en millions)
2019	147 \$	26 \$
2020	152	28
2021	157	30
2022	165	32
2023	170	33
2024–2028	946	185

Au cours de 2019, la Société prévoit verser des cotisations de 47 millions \$ aux régimes de retraite à prestations définies et de 31 millions \$ aux régimes d'AAPE.

En 2018, la Société a passé en charges 38 millions \$ (2017 – 38 millions \$) aux fins des régimes de retraite à cotisations définies.

## 26. RÉSILIATION D'UN ACCORD D'ACQUISITION

En mai 2017, Fortis a conclu un accord avec Teck Resources Limited 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 à cet égard. Par conséquent, l'accord d'acquisition conclu avec Fortis 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.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 27. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions)	2018	2017
<b>Sommes versées</b>		
Intérêts	969 \$	927 \$
Impôt sur le résultat	73	69
<b>Variation du fonds de roulement</b>		
Débiteurs et autres actifs courants	(204) \$	(74) \$
Charges payées d'avance	1	(3)
Stocks	(8)	(6)
Actifs réglementaires – tranche courante	16	39
Créditeurs et autres passifs courants	99	119
Passifs réglementaires – tranche courante	(6)	(172)
	<b>(102) \$</b>	<b>(97) \$</b>
<b>Activités d'investissement et de financement sans effet sur la trésorerie :</b>		
Dépenses d'investissement courues	328 \$	307 \$
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	272	253
Contrat de location-acquisition lié à l'unité 2 de la centrale Gila River	223	–
Apports sous forme d'aide à la construction	14	35
Exercice d'options sur actions contre des actions ordinaires	1	5

## 28. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE

### Instruments dérivés

De façon générale, la Société limite l'utilisation de 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 dérivés, sauf certains instruments comme les dérivés qui sont admissibles à l'exception relative aux achats et aux ventes dans le cours normal des activités. Les justes valeurs reflètent des estimations fondées sur de l'information courante concernant le marché pour ces dérivés aux dates de clôture. 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.

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

### 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. La juste valeur a été évaluée principalement selon l'approche axée sur le marché, en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants dans la mesure du 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 sur lignes.

Central Hudson détient des swaps sur électricité et sur gaz naturel afin d'atténuer la volatilité des prix en fixant le prix d'achat effectif. La juste valeur a été évaluée 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 sur marchandises afin de fixer le prix d'achat effectif du gaz naturel. La juste valeur reflète la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs selon les cours du marché publiés et les courbes des taux à terme relatifs au gaz naturel.

Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont différés 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 autorités de réglementation l'autorisent. Au 31 décembre 2018, des pertes latentes de 57 millions \$ (31 décembre 2017 – 87 millions \$) avaient été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires et des profits latents de 9 millions \$ (31 décembre 2017 – 2 millions \$) avaient été comptabilisés à titre de passifs réglementaires (note 9).

### **Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire**

UNS Energy a conclu des contrats de ventes en gros qui sont admissibles comme dérivés pour fixer les prix de l'énergie et réaliser des marges potentielles, dont 10 % de tous les profits réalisés sont partagés avec les clients au moyen des comptes de stabilisation tarifaire. La juste valeur a été évaluée au moyen de l'approche axée sur le marché en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants, dans la mesure du 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 a été évaluée à l'aide des prix à terme provenant de sources de données de marché publiées.

Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont comptabilisés en résultat net. En 2018, des pertes latentes de 12 millions \$ (2017 – profits latents de 36 millions \$) ont été comptabilisées dans les produits.

### **Contrats de change**

La Société détient des contrats de change sur le dollar américain pour atténuer l'exposition à la volatilité des taux de change. Ces contrats expirent en 2019 et ont une valeur nominale combinée de 161 millions \$. La juste valeur a été évaluée à l'aide de renseignements provenant de tiers indépendants.

Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés en résultat net. En 2018, des pertes latentes de 11 millions \$ (2017 – profits latents de 3 millions \$) ont été comptabilisées dans les autres produits, montant net.

### **Swap de taux d'intérêt et swaps sur rendement total**

UNS Energy détient des swaps de taux d'intérêt afin de réduire l'exposition à la volatilité des taux d'intérêt variables sur des obligations liées aux contrats de location-acquisition (note 17). Le swap expire en 2020 et a une valeur nominale de 16 millions \$. La juste valeur a été évaluée au moyen d'une approche par le résultat, en se fondant sur le LIBOR à six mois.

Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ce swap de taux d'intérêt, qui a été désigné comme une couverture de flux de trésorerie, sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global et reclassés en résultat net par le biais des charges d'intérêts sur la durée de l'instrument d'emprunt couvert. La perte qui devrait être reclassée en résultat net au cours des 12 prochains mois est estimée à environ 3 millions \$, déduction faite de l'impôt.

La Société détient trois swaps sur rendement total pour couvrir le risque de flux de trésorerie lié aux règlements en trésorerie futurs prévus de certaines obligations liées à la rémunération fondée sur des actions. Ces swaps ont une valeur nominale combinée de 41 millions \$ et des durées variant entre un an et trois ans échéant en janvier 2019, 2020 et 2021. La juste valeur a été évaluée au moyen d'une approche par le résultat, en se fondant sur les courbes des taux à terme.

Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des swaps sur rendement total sont comptabilisés en résultat net. En 2018, des profits latents de moins de 1 million \$ (2017 – pertes latentes de moins de 1 million \$) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

### **Autres placements**

ITC, UNS Energy 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 profits et les pertes sur ces fonds sont comptabilisés en résultat net. En 2018, des profits latents de moins de 1 million \$ (2017 – profits latents de moins de 1 million \$) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 28. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE (suite)

### Évaluations de la juste valeur récurrentes

Les tableaux suivants présentent la juste valeur des actifs et des passifs comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente.

(en millions)	Niveau 1 <sup>1</sup>	Niveau 2 <sup>1</sup>	Niveau 3 <sup>1</sup>	Total
<b>Au 31 décembre 2018</b>				
<b>Actif</b>				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>2,3</sup>	- \$	33 \$	8 \$	41 \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>2</sup>	-	13	3	16
Autres placements <sup>4</sup>	155	-	-	155
	<b>155 \$</b>	<b>46 \$</b>	<b>11 \$</b>	<b>212 \$</b>
<b>Passif</b>				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>3,5</sup>	- \$	(86) \$	(3) \$	(89) \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>5</sup>	-	(1)	-	(1)
Contrats de change, swap de taux d'intérêt et swaps sur rendement total <sup>6</sup>	(8)	(1)	-	(9)
	<b>(8) \$</b>	<b>(88) \$</b>	<b>(3) \$</b>	<b>(99) \$</b>
<b>Au 31 décembre 2017</b>				
<b>Actif</b>				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>2,3</sup>	- \$	19 \$	2 \$	21 \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>2</sup>	-	26	4	30
Contrats de change <sup>6</sup>	3	-	-	3
Autres placements <sup>4</sup>	78	-	-	78
	<b>81 \$</b>	<b>45 \$</b>	<b>6 \$</b>	<b>132 \$</b>
<b>Passif</b>				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>3,5</sup>	(1) \$	(103) \$	(2) \$	(106) \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>5</sup>	-	-	(1)	(1)
Swap de taux d'intérêt et swaps sur rendement total <sup>6</sup>	-	(1)	-	(1)
	<b>(1) \$</b>	<b>(104) \$</b>	<b>(3) \$</b>	<b>(108) \$</b>

<sup>1)</sup> Selon la hiérarchie des justes valeurs, la juste valeur est fondée sur les données suivantes : i) niveau 1 – cours non ajustés sur des marchés actifs; ii) niveau 2 – autres données d'entrée fondées sur des prix observables directement ou indirectement sur le marché; iii) niveau 3 – données d'entrée non observables utilisées uniquement lorsque des données d'entrée observables ne sont pas disponibles. Les classements reflètent le niveau le plus faible auquel une donnée d'entrée importante pour l'évaluation à la juste valeur a été utilisée.

<sup>2)</sup> Inclus au poste Débiteurs et autres actifs courants ou au poste Autres actifs.

<sup>3)</sup> Les profits latents ou pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats sont différés à titre d'actif ou de 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 autorités de réglementation, sauf pour les contrats de ventes en gros à long terme et certains contrats de swap sur gaz.

<sup>4)</sup> Inclus au poste Autres actifs.

<sup>5)</sup> Inclus au poste Crédeurs et autres passifs courants ou au poste Autres passifs.

<sup>6)</sup> Inclus au poste Débiteurs et autres actifs courants, au poste Crédeurs et autres passifs courants ou au poste Autres passifs.

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 n'y a eu aucun transfert entre les niveaux en 2018.

En ce qui concerne les évaluations de niveau 3, des changements dans les données d'entrée non observables pourraient avoir une incidence importante sur la juste valeur. À l'exclusion des contrats de ventes en gros et de certains contrats de swap sur gaz, l'incidence des variations de la juste valeur est assujettie au recouvrement réglementaire.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le tableau suivant présente un rapprochement des variations de la juste valeur des actifs et des passifs nets classés au niveau 3.

(en millions)	2018	2017
Solde au début de l'exercice	3 \$	2 \$
Profits (pertes) réalisé(e)s	14	(13)
Règlements	(9)	12
Transferts d'actifs depuis le niveau 3	-	(2)
Transferts de passifs depuis le niveau 3	-	4
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>8 \$</b>	<b>3 \$</b>

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. Le tableau suivant présente le montant potentiel de la compensation de soldes de contrepartie.

### Contrats d'énergie

(en millions)	Montant brut comptabilisé dans le bilan	Compensation de soldes de contrepartie des contrats d'énergie	Garanties en trésorerie reçues/comptabilisées	Montant net
<b>Au 31 décembre 2018</b>				
Actifs dérivés	57 \$	28 \$	16 \$	13 \$
Passifs dérivés	(90)	(28)	-	(62)
<b>Au 31 décembre 2017</b>				
Actifs dérivés	51 \$	17 \$	7 \$	27 \$
Passifs dérivés	(107)	(17)	-	(90)

### Volume des activités liées aux dérivés

Au 31 décembre 2018, la Société détenait plusieurs contrats d'énergie qui seront réglés à différentes dates jusqu'en 2029. Les volumes des dérivés sur électricité et sur gaz naturel étaient les suivants :

Aux 31 décembre	2018	2017
<b>Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire<sup>1</sup></b>		
Swaps sur électricité (en GWh)	774	1 291
Contrats d'achat d'électricité (en GWh)	651	761
Swaps sur gaz (en PJ)	203	216
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (en PJ)	266	219
<b>Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire<sup>1</sup></b>		
Contrats de ventes en gros (en GWh)	1 440	2 387
Swaps sur gaz (en PJ)	37	36

<sup>1)</sup> « GWh » signifie gigawattheures, et « PJ » signifie pétajoules.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

## 28. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE (suite)

### Risque de crédit

En ce qui a trait aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs et autres actifs courants, de même qu'aux autres créances à long terme, le risque de crédit se limite généralement à la valeur comptable dans les bilans consolidés. Les filiales de la Société possèdent généralement un bassin important et diversifié de clients, ce qui réduit la concentration du risque de crédit. Des politiques ont été adoptées afin de réduire le risque de crédit, notamment exiger des dépôts de la part des clients ou des paiements anticipés, 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, ses produits découlant à environ 70 % de trois clients. Le risque de crédit est limité, car ces clients ont une notation de première qualité. ITC diminue davantage le risque de crédit en exigeant une lettre de crédit ou un dépôt en trésorerie 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 en trésorerie, 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, Aitken Creek et la Société sont exposées à un risque de crédit en cas de défaut des contreparties à leurs dérivés. Le risque de crédit est limité par le règlement des paiements sur une base nette lorsque possible et par le fait de traiter uniquement avec des contreparties dont la notation est de première qualité. UNS Energy et Central Hudson ont conclu certaines ententes contractuelles exigeant des contreparties qu'elles fournissent des garanties.

La valeur des dérivés en position de passif net en vertu de contrats assortis de clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles devaient s'appliquer, pourraient exiger la fourniture d'une garantie d'un montant équivalent, était de 75 millions \$ au 31 décembre 2018 (31 décembre 2017 – 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 FortisTCl 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 profit ou la perte de change à la conversion des charges d'intérêts libellés en dollars américains contrebalance partiellement le profit ou la perte de change à la conversion des résultats des filiales libellés en dollars américains.

Au 31 décembre 2018, une tranche de 3 441 millions \$ US (31 décembre 2017 – 3 385 millions \$ US) des investissements nets dans des filiales étrangères était couverte par la dette à long terme libellée en dollars américains de la Société et une tranche d'environ 7 970 millions \$ US (31 décembre 2017 – 7 548 millions \$ US) n'était pas couverte. Les variations des taux de change liées aux investissements nets couverts dans des filiales étrangères ainsi qu'à la dette servant de couverture sont comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global.

### Instruments financiers qui ne sont pas comptabilisés à la juste valeur

À l'exclusion de la dette à long terme, la valeur comptable consolidée des instruments financiers de la Société se rapproche de leur juste valeur, ce qui reflète leur échéance à court terme, leurs conditions normales de crédit et leur nature.

Au 31 décembre 2018, la valeur comptable de la dette à long terme, y compris la tranche courante, s'établissait à 24 231 millions \$ (31 décembre 2017 – 21 535 millions \$) (note 16), comparativement à une juste valeur estimative de 25 110 millions \$ (31 décembre 2017 – 23 481 millions \$). La juste valeur de la dette à long terme est calculée à l'aide de données d'entrée du niveau 2.

La juste valeur de la dette à long terme est calculée en utilisant les cours du marché ou, lorsque ceux-ci ne sont pas disponibles, elle est établie soit : i) en actualisant les flux de trésorerie futurs connexes 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 une échéance similaire. Comme la Société n'a pas l'intention de régler la dette à long terme 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 société Waneta, qui détient et exploite l'Expansion Waneta sur la rivière Pend D'Oreille, en Colombie-Britannique, est détenue à 51 % par Fortis et à 49 % par CPC et CBT. L'Expansion Waneta est exploitée et entretenue par une filiale entièrement détenue de la Société, et la production est vendue à BC Hydro et à FortisBC Electric aux termes de contrats de 40 ans. Chaque partenaire paie sa part des coûts et a droit à une part proportionnelle des produits nets.

La participation de la Société prend la forme d'une entité à détenteurs de droits variables. Fortis est le principal bénéficiaire puisqu'elle a la capacité de diriger les activités de la société, l'obligation d'absorber les pertes et le droit de recevoir des bénéfices qui pourraient être importants pour la société. Par conséquent, Fortis consolide la société Waneta. Les états financiers consolidés de la Société comprennent les éléments suivants en ce qui a trait à la société Waneta :

<i>(en millions)</i>	<b>2018</b>	2017
<b>Actif</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>15 \$</b>	16 \$
Débiteurs et autres actifs courants	<b>15</b>	14
Immobilisations corporelles	<b>674</b>	688
Immobilisations incorporelles	<b>30</b>	30
	<b>734 \$</b>	748 \$
<b>Passif</b>		
Créditeurs et autres passifs courants	<b>(6) \$</b>	(28) \$
Autres passifs	<b>(67)</b>	(63)
	<b>(73)</b>	(91)
<b>Actifs nets compte non tenu des capitaux propres des associés</b>	<b>661 \$</b>	657 \$
<b>Produits</b>	<b>94 \$</b>	93 \$
<b>Charges</b>		
Charges d'exploitation	<b>18</b>	17
Amortissements	<b>18</b>	18
Charges financières	<b>4</b>	4
	<b>40</b>	39
<b>Bénéfice net</b>	<b>54 \$</b>	54 \$

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement de la société Waneta pour 2018 comprenaient des dépenses d'investissement de 27 millions \$ (2017 – 5 millions \$). Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour 2018 comprenaient des dividendes payés par la société Waneta aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de 35 millions \$ (2017 – 34 millions \$) et des avances provenant des détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de 11 millions \$ (2017 – néant).

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

### 30. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Au 31 décembre 2018, les engagements consolidés 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 16 et 17, s'établissaient comme suit :

(en millions)	Total	À moins de 1 an	Échéant la 2 <sup>e</sup> année	Échéant la 3 <sup>e</sup> année	Échéant la 4 <sup>e</sup> année	Échéant la 5 <sup>e</sup> année	Échéant après 5 ans
Charges d'intérêts sur la dette à long terme	<b>16 345 \$</b>	994 \$	973 \$	950 \$	902 \$	870 \$	11 656 \$
Obligations d'achat d'électricité <sup>1</sup>	<b>2 438</b>	254	191	174	170	172	1 477
Obligations d'achat d'électricité renouvelable <sup>2</sup>	<b>1 699</b>	110	110	109	109	108	1 153
Obligations d'achat de gaz <sup>3</sup>	<b>1 348</b>	359	290	242	202	144	111
Contrats à long terme – UNS Energy <sup>4</sup>	<b>777</b>	176	142	92	60	46	261
Convention de servitudes avec ITC <sup>5</sup>	<b>436</b>	14	14	14	14	14	366
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable <sup>6</sup>	<b>146</b>	24	26	18	11	11	56
Convention de recouvrement de créances <sup>7</sup>	<b>119</b>	3	3	3	3	3	104
Acquisition des installations communes de Springerville <sup>8</sup>	<b>93</b>	–	–	93	–	–	–
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés	<b>52</b>	3	3	3	3	3	37
Obligations liées aux contrats de location-exploitation	<b>51</b>	8	6	5	4	4	24
Autres <sup>9</sup>	<b>530</b>	108	84	89	38	36	175
<b>Total</b>	<b>24 034 \$</b>	2 053 \$	1 842 \$	1 792 \$	1 516 \$	1 411 \$	15 420 \$

- 1) Les obligations d'achat d'électricité les plus importantes sont décrites ci-dessous.  
*Maritime Electric (771 millions \$)* : comprend un contrat aux termes duquel Maritme Electric a droit à environ 4,55 % de la production de la centrale nucléaire Point Lepreau de New Brunswick Power et doit payer sa part des coûts en capital et des coûts d'exploitation pendant la durée de vie de celle-ci. Maritme Electric a également conclu deux contrats d'achat ferme pour l'achat soit de capacité, soit d'énergie, qui expireront en février 2024.  
*FortisOntario (705 millions \$)* : comprend 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.  
*FortisBC Energy (522 millions \$)* : comprend un contrat avec BC Hydro pour l'approvisionnement en électricité du projet d'expansion de l'usine de gaz naturel liquéfié de Tilbury.  
*FortisBC Electric (345 millions \$)* : comprend un contrat avec BC Hydro pour l'achat de capacité pouvant atteindre 200 MW et de l'énergie associée pouvant atteindre 1 752 GWh par année sur une durée de 20 ans, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2013.
- 2) TEP et UNS Electric sont parties à des CAE renouvelables qui viennent à expiration entre 2027 et 2043 et qui 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. Les montants présentés constituent les paiements futurs estimatifs.
- 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 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 2018.
- 4) UNS Energy a conclu des contrats à long terme relatifs à l'achat et à la livraison de charbon pour alimenter les centrales, à l'achat de services de transport de gaz pour répondre aux besoins en charges, et à l'achat de services de transport pour l'électricité achetée. Les montants payés pour le charbon dépendent des quantités réelles d'achat et de livraison. Certains contrats comprennent des clauses d'ajustement de prix qui auront une incidence sur les coûts futurs. Ces contrats viennent à expiration à diverses dates entre 2019 et 2040.
- 5) ITC est partie à une convention 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 potentiels 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 ou d'autres centrales de production d'énergie renouvelable. Les paiements sont principalement faits à des intervalles convenus par contrat selon la quantité d'énergie produite mesurée.
- 7) Maritme 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. Les paiements en vertu de la convention, laquelle expire en février 2056, 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. Le bail initial prendra fin en janvier 2021 (note 17).
- 9) Comprend des obligations au titre du régime de rémunération fondée sur des actions, les servitudes foncières, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, et les obligations de financement du régime de retraite à prestations définies.

### Autres engagements

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. Leurs dépenses d'investissement visent surtout à maintenir et à améliorer le rendement, la fiabilité et la sécurité des réseaux d'électricité et de gaz, et à répondre aux besoins d'une clientèle en croissance. Les dépenses d'investissement consolidées devraient atteindre environ 3,7 milliards \$ pour 2019 et environ 17,3 milliards \$ pour la période de cinq ans allant de 2019 à 2023.

Central Hudson 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 2,3 milliards \$ (1,7 milliard \$ US). L'engagement maximal de Central Hudson est de 248 millions \$ (182 millions \$ US), et Central Hudson a fourni une garantie de société mère au titre de cet engagement. Au 31 décembre 2018, aucune obligation n'était prévue relativement à cette garantie.

Au 31 décembre 2018, FHI avait des garanties de société mère en cours de 77 millions \$ (31 décembre 2017 – 80 millions \$) afin de soutenir les activités d'optimisation de stockage d'Aitken Creek.

### Éventualité

En avril 2013, FHI et Fortis ont été nommées défenderesses dans une action intentée par la bande indienne de Coldwater (la « bande ») auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique, relativement à la participation dans un droit de passage d'un pipeline sur des terres de la réserve. Le pipeline a été transféré par FHI (alors Terasen Inc.) à Kinder Morgan Inc. en 2007. La bande veut obtenir l'annulation du droit de passage et 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 rejeté 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. Aucun montant n'a été comptabilisé à cet égard puisque l'issue ne peut être raisonnablement établie à l'heure actuelle.

## 31. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2018, la Société a choisi de présenter, dans les tableaux des flux de trésorerie, le montant brut de tous les emprunts et les remboursements sur les facilités de crédit confirmées et elle continue de présenter le montant net des emprunts et des remboursements sur les facilités de crédit non confirmées ou remboursables à vue au poste Variation nette des emprunts à court terme. La modification a fait en sorte qu'un montant de 365 millions \$, qui était auparavant comptabilisé dans le montant net des emprunts et remboursements sur les facilités confirmées, est maintenant présenté sur une base brute, i) un montant de 4 376 millions \$ étant présenté dans les emprunts sur les facilités de crédit confirmées, ii) un montant de 5 441 millions \$, dans les remboursements sur les facilités de crédit confirmées, et iii) un montant de 700 millions \$, dans la variation nette des emprunts à court terme.

Les chiffres correspondants ont été reclassés afin de les rendre conformes à la base de sectorisation révisée décrite à la note 5 et de refléter l'application rétrospective de l'ASU 2017-07, comme il est décrit à la note 3.

# Sommaire des données financières historiques

États du résultat net (en millions \$)	2018 <sup>1</sup>	2017 <sup>1</sup>	2016 <sup>1,2</sup>
Produits	8 390	8 301	6 838
Coûts de l'approvisionnement énergétique et charges d'exploitation	4 782	4 611	4 372
Amortissements	1 243	1 179	983
Autres produits, montant net	60	116	53
Charges financières	974	914	678
Charge d'impôt sur le résultat	165	588	145
Bénéfice lié aux activités poursuivies	1 286	1 125	713
Bénéfice lié aux activités abandonnées, déduction faite de l'impôt	–	–	–
Profit extraordinaire, déduction faite de l'impôt	–	–	–
Bénéfice net	1 286	1 125	713
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	120	97	53
Bénéfice net attribuable aux actionnaires privilégiés	66	65	75
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 100	963	585
<b>Bilans (en millions \$)</b>			
Actifs courants	3 261	2 207	2 166
Immobilisations corporelles, immobilisations autres que celles liées aux services publics <sup>3</sup> , immobilisations incorporelles	33 854	30 749	30 348
Goodwill	12 530	11 644	12 364
Autres actifs non courants	3 406	3 222	3 026
Total de l'actif	53 051	47 822	47 904
Passifs courants	4 252	3 504	3 944
Dettes à long terme (excluant la tranche courante)	23 159	20 691	20 817
Autres passifs non courants	7 184	6 878	6 693
Actions privilégiées (classées dans la dette)	–	–	–
Total du passif	34 595	31 073	31 454
Total des capitaux propres	18 456	16 749	16 450
<b>Flux de trésorerie (en millions \$)</b>			
Activités d'exploitation	2 604	2 756	1 884
Activités d'investissement	(3 252)	(3 025)	(6 891)
Activités de financement, excluant les dividendes	1 254	932	5 491
Dividendes, excluant les dividendes sur actions privilégiées classées dans la dette	(610)	(593)	(441)
<b>Statistiques financières</b>			
Taux de rendement de la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (en %)	7,78	7,31	5,56
<b>Taux de capitalisation (en %) (à la fin de l'exercice)</b>			
Total de la dette, des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières (déduction faite de la trésorerie)	59,7	59,2	60,6
Actions privilégiées (classées dans la dette et les capitaux propres)	3,9	4,4	4,4
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	36,4	36,4	35,0
<b>Ratio de couverture des intérêts (multiple)</b>			
Dettes	2,3	2,7	2,1
Toutes les charges fixes	2,3	2,7	2,1
<b>Total des dépenses d'investissement, montant brut (en millions \$)</b>	3 218	3 024	2 061
<b>Données par actions ordinaires</b>			
Valeur comptable par action (à la fin de l'exercice) (en \$)	34,80	31,77	32,31
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en millions)	424,7	415,5	308,9
Bénéfice de base par action ordinaire (en \$)	2,59	2,32	1,89
Dividendes déclarés par action ordinaire (en \$)	1,75	1,65	1,55
Dividendes versés par action ordinaire (en \$)	1,725	1,625	1,525
Ratio de distribution des dividendes (en %)	66,6	70,0	80,7
Ratio cours/bénéfice (multiple)	17,6	19,9	21,9
<b>Sommaire des activités boursières (TSX)</b>			
Cours maximal (en \$)	47,36	48,73	44,87
Cours minimal (en \$)	39,38	40,59	35,53
Cours de clôture (en \$)	45,51	46,11	41,46
Volume (en milliers)	269 284	205 261	293 991

<sup>1</sup> Les informations financières pour les exercices clos entre 2010 et 2018 ont été préparées conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis et, avant 2010, conformément aux PCGR du Canada.

<sup>2</sup> Les éléments hors exploitation ont eu une incidence sur les résultats, en raison principalement de l'acquisition d'ITC en 2016, de la vente d'actifs secondaires en 2015, de l'acquisition d'UNS Energy en 2014 et de l'acquisition de Central Hudson en 2013.

<sup>3</sup> Les immobilisations autres que celles liées aux services publics ont été cédées dans le cadre de la vente d'actifs immobiliers et hôteliers en 2015.

## Sommaire des données financières historiques

2015 <sup>1,2</sup>	2014 <sup>1,2</sup>	2013 <sup>1,2</sup>	2012 <sup>1</sup>	2011 <sup>1</sup>	2010 <sup>1</sup>	2009
6 757	5 401	4 047	3 654	3 738	3 647	3 641
4 465	3 690	2 654	2 390	2 547	2 448	2 577
873	688	541	470	416	406	364
197	(25)	(31)	4	38	13	10
553	547	389	366	363	359	369
223	66	32	61	84	72	49
840	385	400	371	366	375	292
-	5	-	-	-	-	-
-	-	20	-	-	-	-
840	390	420	371	366	375	292
35	11	10	9	9	10	12
77	62	57	47	46	45	18
728	317	353	315	311	320	262
1 857	1 787	1 296	1 093	1 132	1 205	1 124
20 136	18 304	12 612	10 574	9 937	9 336	8 538
4 173	3 732	2 075	1 568	1 565	1 561	1 560
2 638	2 410	1 925	1 715	1 580	1 309	917
28 804	26 233	17 908	14 950	14 214	13 411	12 139
2 638	2 676	2 084	1 350	1 305	1 491	1 592
10 784	9 911	6 424	5 741	5 685	5 616	5 239
5 029	4 534	3 024	2 449	2 281	1 977	1 325
-	-	-	-	-	-	320
18 451	17 121	11 532	9 540	9 271	9 084	8 476
10 353	9 112	6 376	5 410	4 943	4 327	3 663
1 673	982	899	992	915	742	681
(1 368)	(4 199)	(2 164)	(1 096)	(1 115)	(980)	(1 045)
(14)	3 627	1 434	396	386	451	563
(332)	(266)	(248)	(225)	(206)	(189)	(176)
9,75	5,45	8,06	8,06	8,79	10,06	8,41
54,8	56,4	56,2	55,3	57,1	60,4	60,2
8,3	9,1	9,0	9,7	8,3	8,7	6,9
36,9	34,5	34,8	35,0	34,6	30,9	32,9
2,7	1,6	1,9	2,0	2,0	2,0	1,9
2,7	1,6	1,9	2,0	2,0	2,0	1,8
2 243	1 725	1 175	1 146	1 171	1 071	1 024
28,62	24,89	22,38	20,84	20,25	18,65	18,61
278,6	225,6	202,5	190,0	181,6	172,9	170,2
2,61	1,41	1,74	1,66	1,71	1,85	1,54
1,43	1,30	1,25	1,21	1,17	1,41	0,78
1,40	1,28	1,24	1,20	1,16	1,12	1,04
53,6	90,8	71,3	72,3	67,8	60,5	67,5
14,3	27,6	17,5	20,6	19,5	18,4	18,6
42,23	40,83	35,14	34,98	35,45	34,54	29,24
34,16	29,78	29,51	31,70	28,24	21,60	21,52
37,41	38,96	30,45	34,22	33,37	33,98	28,68
172 038	174 566	120 470	115 962	126 341	120 855	121 162

# RENSEIGNEMENTS POUR LES INVESTISSEURS

## Dates prévues de versement des dividendes\* et de publication des résultats

### Dates de fermeture des registres

17 mai 2019	20 août 2019
19 novembre 2019	18 février 2020

### Dates de versement des dividendes

1 <sup>er</sup> juin 2019	1 <sup>er</sup> septembre 2019
1 <sup>er</sup> décembre 2019	1 <sup>er</sup> mars 2020

### Dates de publication des résultats

1 <sup>er</sup> mai 2019	2 août 2019
1 <sup>er</sup> novembre 2019	14 février 2020

\* L'établissement des dates de fermeture des registres et la déclaration et le versement des dividendes doivent être approuvés par le conseil d'administration.

## Agent des transferts et agent comptable des registres

La Société de fiducie Computershare du Canada (« Computershare » ou l'« agent des transferts ») est chargée de la tenue du registre des actionnaires et de l'émission, du transfert et de l'annulation des certificats d'actions. Les transferts peuvent être effectués à ses bureaux de Halifax, Montréal et Toronto au Canada et aux bureaux américains des co-agents des transferts à Canton au Massachusetts, à Jersey City au New Jersey et à College Station au Texas. Computershare diffuse aussi des communications sur les dividendes et aux actionnaires. Toute question à ce sujet et toute correction aux renseignements personnels des actionnaires doivent être adressées à l'agent des transferts.

### Société de fiducie Computershare du Canada

8th floor, 100, University Avenue  
Toronto (Ontario) M5J 2Y1  
Téléphone : 514-982-7555 ou 1-866-586-7638  
Télécopieur : 416-263-9394 ou 1-888-453-0330  
Site Web : [www.investorcentre.com/fortisinc](http://www.investorcentre.com/fortisinc)

### Computershare Trust Company N.A.

À l'attention de : Stock Transfer Department  
Livraison du courrier en moins de 24 heures :  
250 Royall Street, Canton, MA 02021  
Livraison du courrier régulière :  
P.O. Box 43078, Providence, RI 02940-3070

## Dépôt direct des dividendes

Les actionnaires peuvent bénéficier du service de dépôt direct électronique de leurs dividendes au compte de l'institution bancaire canadienne et américaine de leur choix en communiquant avec l'agent des transferts.

## Rapport annuel envoyé en double

Malgré nos efforts pour éviter que des rapports soient envoyés en double, des actionnaires peuvent recevoir plus d'un exemplaire du rapport annuel parce qu'ils ont plusieurs comptes d'actions. Les actionnaires désireux de consolider ces comptes sont priés de communiquer avec l'agent des transferts.

## Désignation à titre de dividendes admissibles

Aux fins des nouvelles dispositions en matière de crédit d'impôt pour dividendes contenues dans la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et dans toute législation fiscale provinciale ou territoriale applicable, tous les dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées versés par Fortis à des résidents du Canada après le 31 décembre 2005 sont désignés comme des « dividendes admissibles ». À moins d'indication contraire, tous les dividendes versés par Fortis après cette date sont désignés comme des « dividendes admissibles » aux fins de la législation susmentionnée.

## Assemblée annuelle

Jeudi 2 mai 2019, à 10 h 30  
Holiday Inn St. John's, 180 Portugal Cove Road,  
St. John's (T.-N.-L.), Canada

## Régimes de réinvestissement des dividendes

Fortis offre aux actionnaires ordinaires un régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») pour inciter les actionnaires ordinaires à investir davantage dans Fortis. Les dividendes ainsi que toute contribution optionnelle (minimum de 100 \$ et maximum de 30 000 \$ par an) des participants sont déposés automatiquement dans le régime aux fins de l'achat d'autres actions ordinaires. Les participants peuvent acheter des actions chaque trimestre, soit les 1<sup>er</sup> mars, 1<sup>er</sup> juin, 1<sup>er</sup> septembre et 1<sup>er</sup> décembre, au cours de marché moyen alors en vigueur à la cote de la Bourse de Toronto. En vertu du RRD, un escompte de 2 % est offert actuellement aux participants qui achètent, en réinvestissant leurs dividendes, des actions ordinaires émises sur le capital autorisé. Pour toute demande d'information, s'adresser à l'agent des transferts.

## Symbole des actions

Les actions ordinaires, les actions privilégiées de premier rang, série F; les actions privilégiées de premier rang, série G; les actions privilégiées de premier rang, série H; les actions privilégiées de premier rang, série I; les actions privilégiées de premier rang, série J; les actions privilégiées de premier rang, série K; et les actions privilégiées de premier rang, série M de Fortis Inc. sont négociées à la Bourse de Toronto sous les symboles FTS, FTS.PR.F, FTS.PR.G, FTS.PR.H, FTS.PR.I, FTS.PR.J, FTS.PR.K et FTS.PR.M, respectivement. Les actions ordinaires sont également inscrites à la Bourse de New York et négociées sous le symbole FTS.

## Jour de l'évaluation

Aux fins des gains en capital, les prix au jour de l'évaluation sont les suivants :

22 décembre 1971	1,531 \$
22 février 1994	7,156 \$

## Relations avec les investisseurs et les analystes

Téléphone : 709-737-2900  
Télécopieur : 709-737-5307  
Courriel : [investorrelations@fortisinc.com](mailto:investorrelations@fortisinc.com)

## DIRIGEANTS DE FORTIS INC.

### **Barry V. Perry**

Président et chef de la direction

### **Jocelyn H. Perry**

Vice-présidente directrice et chef des finances

### **Phonse J. Delaney**

Vice-président directeur et chef de l'information

### **Nora M. Duke**

Vice-présidente directrice, développement durable, et chef des ressources humaines

### **David G. Hutchens**

Vice-président directeur, exploitation des services publics de l'Ouest

### **James P. Laurito**

Vice-président directeur, développement des affaires

### **James R. Reid**

Vice-président directeur, chef du contentieux et secrétaire de la Société

### **Gary J. Smith**

Vice-président directeur, exploitation dans l'est du Canada et les Caraïbes

### **Stephanie A. Amaimo**

Vice-présidente, relations avec les investisseurs

### **Karen J. Gosse**

Vice-présidente, trésorerie et planification

### **Karen M. McCarthy**

Vice-présidente, communications et affaires de l'entreprise

### **Regan P. O'Dea**

Vice-président, conseiller juridique général

### **James D. Roberts**

Vice-président, contrôleur

### **Photographies :**

Chris Crockwell, St. John's (T.-N.-L.)

David Howells, St. John's (T.-N.-L.)

**Page couverture :** De gauche à droite : Bern Price – chef d'équipe, gestion des actifs, Liz Palmera – chef d'équipe, génie du transport, Chad Howell – chef d'équipe, monteurs de lignes, Alex Hawco – superviseur, génie civil, Melissa King – monteuse de lignes, Newfoundland Power.

### **Conception et production :**

m5 Marketing Communications, St. John's (T.-N.-L.) [www.m5.ca](http://www.m5.ca)

Moveable Inc., Toronto (Ont.) [www.moveable.com](http://www.moveable.com)

### **Imprimeur :**

Laudable Print Solutions, Ottawa (Ont.)

## CONSEIL D'ADMINISTRATION

### **Douglas J. Haughey \* \* \***

Président du conseil, Fortis Inc.  
Calgary, Alberta

### **Tracey C. Ball \* \***

Administratrice de sociétés  
Victoria, Colombie-Britannique

### **Pierre J. Blouin \* \***

Administrateur de sociétés  
Île Bizard, Québec

### **Paul J. Bonavia \* \***

Administrateur de sociétés  
Dallas, Texas

### **Lawrence T. Borgard \* \***

Administrateur de sociétés  
Naples, Floride

### **Maura J. Clark \* \***

Administratrice de sociétés  
New York, New York

### **Margarita K. Dilley \* \***

Administratrice de sociétés  
Washington, D.C.

### **Julie A. Dobson \* \***

Administratrice de sociétés  
Potomac, Maryland

### **Ida J. Goodreau \* \***

Administratrice de sociétés  
Vancouver, Colombie-Britannique

### **Barry V. Perry**

Président et chef de la direction, Fortis Inc.  
St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador

### **Joseph L. Welch**

Administrateur de sociétés  
Longboat Key, Floride

### **Jo Mark Zurel \* \***

Administrateur de sociétés  
St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador

\* Comité d'audit \* Comité des ressources humaines  
★ Comité de gouvernance et des candidatures

**Pour consulter les biographies des membres du conseil d'administration, visitez [www.fortisinc.com](http://www.fortisinc.com)**



**Fortis Place** | 5 Springdale Street, bureau 1100 | C.P. 8837 | St. John's (T.-N.-L.) Canada A1B 3T2

Tél. : 709-737-2800 | Téléc. : 709-737-5307 | [www.fortisinc.com](http://www.fortisinc.com) | TSX/NYSE : FTS

[info@fortisinc.com](mailto:info@fortisinc.com) |  @Fortis\_NA |  Fortis Inc.