

**FORTIS**<sup>INC.</sup>

# Câblés pour la croissance

RAPPORT ANNUEL 2016

FORTIS

# FORTIS<sup>INC.</sup> en bref

Établie à  
**ST. JOHN'S,**  
Terre-Neuve-et-Labrador

**10** ENTREPRISES DE  
SERVICES PUBLICS  
au Canada, aux États-Unis  
et dans les Caraïbes

PLUS DE  
**8 000**  
EMPLOYÉS

ACTIF DE  
**48** MILLIARDS \$

**2** MILLIONS  
de clients des services  
publics d'électricité

**1,2** MILLION  
de clients des services  
publics de gaz

CAPITALISATION BOURSIÈRE DE

**16,6** MILLIARDS \$  
(au 31 décembre 2016)

**TSX : FTS;**  
**NYSE : FTS**

Colombie-  
Britannique



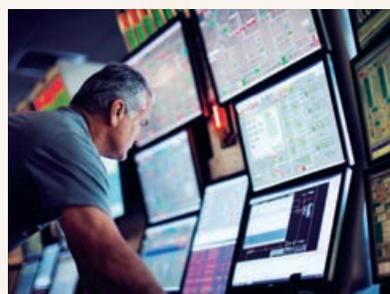
Alberta



Arizona



- Entreprises de services publics réglementés d'électricité
- ◆ Entreprises de services publics réglementés de gaz
- ▲ Transport de l'électricité réglementé par la FERC
- Production hydroélectrique visée par des contrats à long terme



# Activités réglementées, peu risquées et diversifiées

## Activités réglementées

Entreprise de services publics	Clients			Demande de pointe		Ventes d'électricité (GWh)	Volumes de gaz (PJ)	Bénéfice (M\$)	Actif total (G\$)	2017P <sup>1</sup>	
	Électricité (nombre)	Gaz (nombre)	Employés (nombre)	Électricité (MW)	Gaz (TJ)					Base tarifaire de mi-exercice (G\$)	Immobilisations (M\$)
ITC <sup>2</sup>	–	–	660	23 231	–	–	–	59	18,0	7,3	958
UNS Energy	515 000	154 000	2 023	3 386	103	14 387	13	199	8,9	4,7	520
Central Hudson	300 000	79 000	992	1 088	149	5 112	24	70	3,2	1,6	222
FortisBC <sup>3</sup>	170 000	994 000	2 134	712	1 334	3 119	197	205	8,4	5,4	578
FortisAlberta	549 000	–	1 132	2 581	–	16 788	–	121	4,1	3,2	419
Services publics dans l'Est du Canada <sup>4</sup>	408 000	–	1 011	1 880	–	8 374	–	64	2,4	1,7	153
Caribbean Electric <sup>5</sup>	44 000	–	372	143	–	837	–	46	1,3	1,0	99
<b>Total</b>	<b>1 986 000</b>	<b>1 227 000</b>	<b>8 324</b>	<b>33 021</b>	<b>1 586</b>	<b>48 617</b>	<b>234</b>	<b>764</b>	<b>46,3</b>	<b>24,9</b>	<b>2 949</b>

1) Prévisions

2) ITC Holdings Corp. (ITC) a été acquise par Fortis le 14 octobre 2016. Les données englobent 100 % des activités d'ITC, sauf le bénéfice, qui représente la contribution d'ITC au bénéfice consolidé de Fortis en fonction de la participation de 80,1 % de la Société depuis le 14 octobre 2016, date de l'acquisition.

3) Comprend FortisBC Energy et FortisBC Electric.

4) Comprend Newfoundland Power, Maritime Electric et FortisOntario.

5) Comprend Caribbean Utilities et Fortis Turks et Caicos. Les données englobent 100 % des activités de Caribbean Utilities, sauf le bénéfice, qui représente la contribution de Caribbean Utilities au bénéfice consolidé de Fortis en fonction de la participation d'environ 60 % de la Société. Comprend également la participation de 33 % de la Société dans Belize Electricity.

## Activités non réglementées

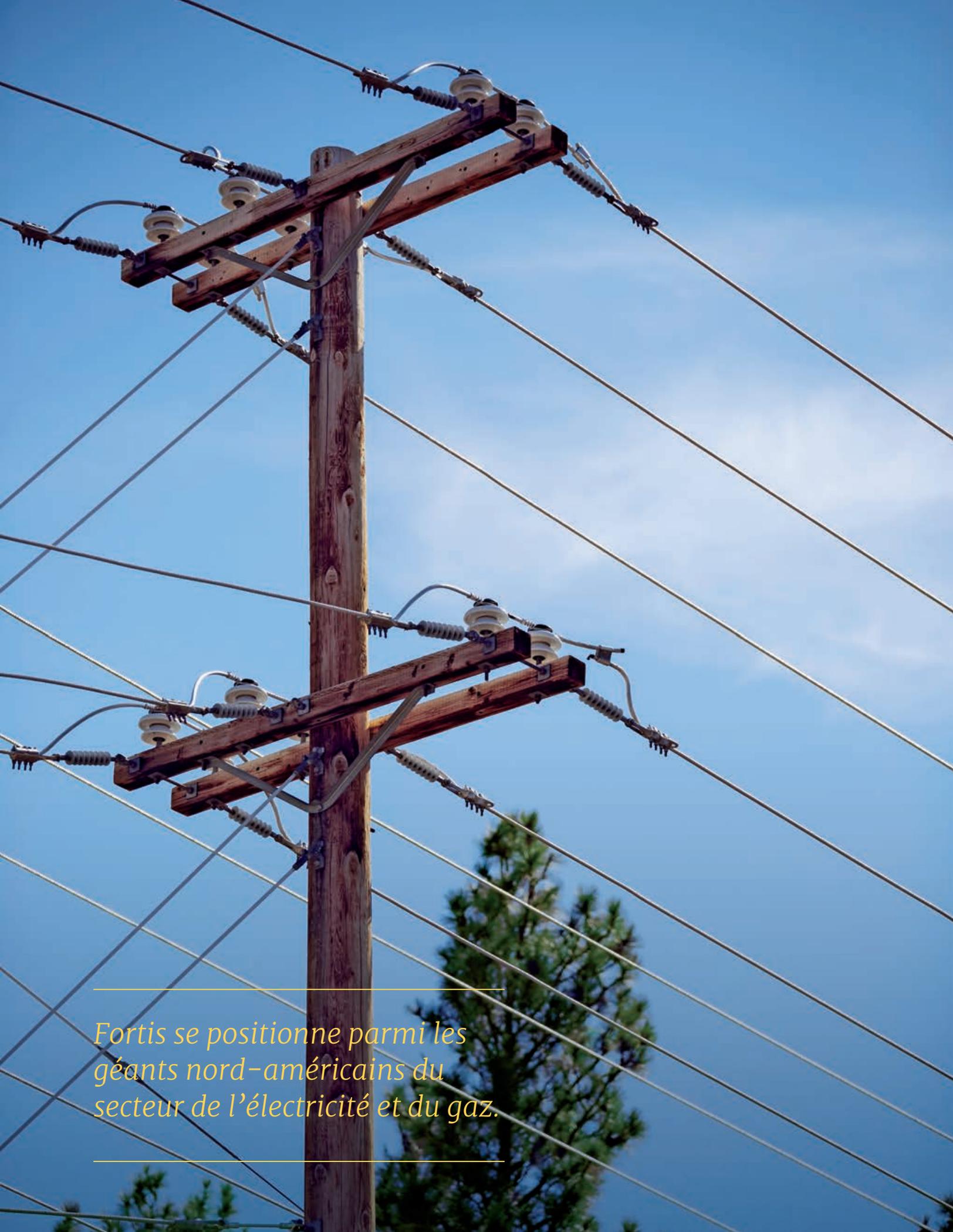
Activités non réglementées – infrastructures énergétiques <sup>2</sup>	2017P <sup>1</sup>					
	Capacité de production (MW)	Employés (nombre)	Ventes d'énergie (GWh)	Bénéfice (M\$)	Actif total (G\$)	Immobilisations (M\$)
	391	51	901	60	1,5	18

1) Prévisions

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

L'information financière est exprimée en dollars canadiens.

L'information couvre l'exercice clos le 31 décembre 2016, à moins d'indication contraire.



*Fortis se positionne parmi les géants nord-américains du secteur de l'électricité et du gaz.*



---

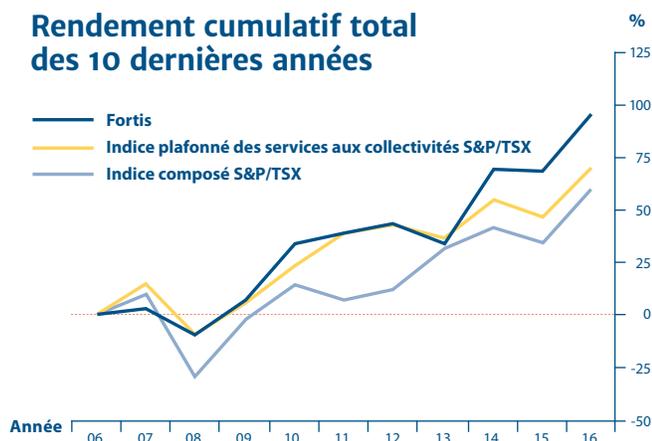
*Fortis est déterminée à satisfaire  
aux besoins actuels et futurs  
de ses clients en matière  
d'énergie, tout en favorisant  
le développement durable  
et en réduisant son empreinte  
environnementale.*

---

# Solide feuille de route en matière de rendement total pour les actionnaires

Le rendement cumulé total des 10 dernières années de 98 % pour la période close le 31 décembre 2016 a été respectivement d'environ 24 % et 39 % supérieur au rendement de l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et de l'indice composé S&P/TSX.

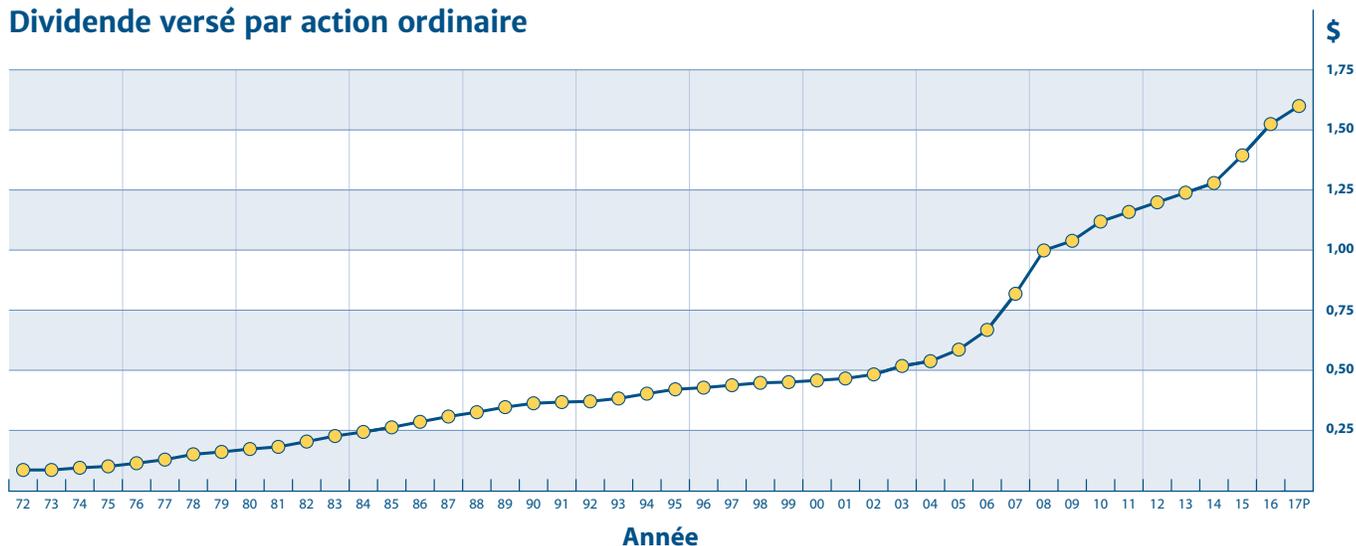
## Rendement cumulé total des 10 dernières années



Rendement total annualisé moyen pour les actionnaires de 7,3 % au cours des 10 dernières années

Fortis a donné de nouvelles directives dans le but d'accroître annuellement son dividende sur actions ordinaires de 6 % en moyenne jusqu'en 2021. En 2016, pour la 43<sup>e</sup> année consécutive, le dividende est en hausse, soit la plus longue période pour une société de services publics au Canada.

## Dividende versé par action ordinaire



Total de l'actif de 48 milliards \$ au 31 décembre 2016, en hausse de 66 % par rapport à 2015

## Entreprises de services publics réglementés 97 %

Électricité  
**81 %**

Gaz  
**16 %**



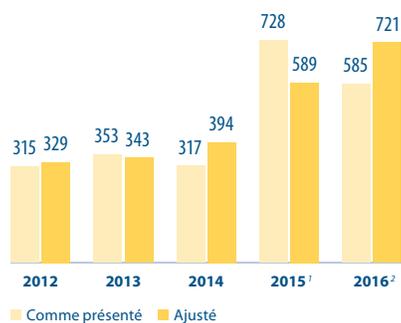
Actifs

Activités non réglementées – infrastructures énergétiques  
**3 %**

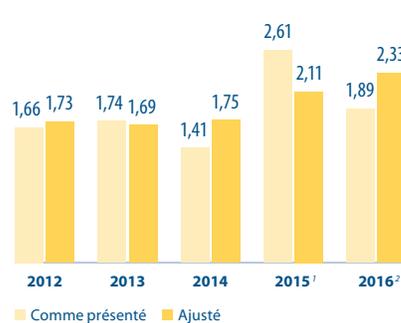
# Faits saillants financiers

Le rendement financier en 2016 a été attribuable à l'acquisition d'ITC, au solide rendement de la plupart des entreprises de services publics réglementés, et à la contribution de l'installation d'entrepasage de gaz naturel Aitken Creek et de la centrale hydroélectrique Waneta (Expansion Waneta).

**Bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires (M\$)**



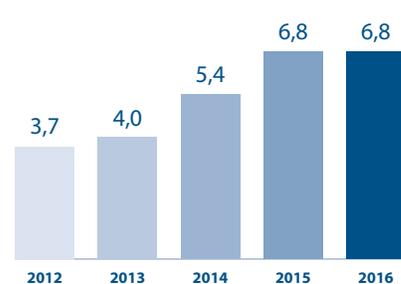
**Résultat de base par action ordinaire (\$)**



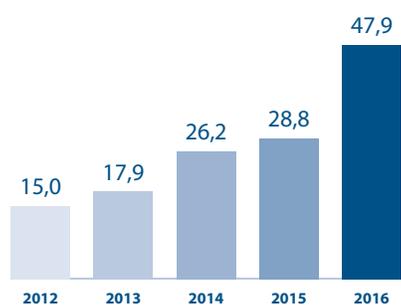
**Dépenses en immobilisations (G\$)**



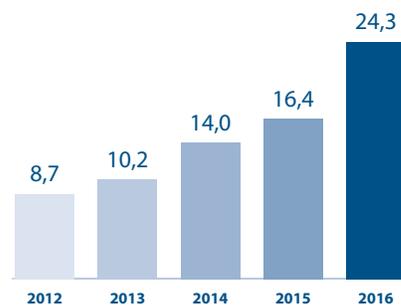
**Produits (G\$)**



**Actif (G\$)**



**Base tarifaire de mi-exercice (G\$)**



1) La contribution de 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 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, ainsi que par les coûts liés à l'acquisition connexes ont influé sur les résultats. Le bénéfice ajusté ne tient compte ni des coûts liés à l'acquisition ni des autres éléments non liés à l'exploitation.

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

---

*Comptant 60 % de ses actifs aux États-Unis, Fortis, pour la première fois de son histoire, possède plus d'actifs dans ce pays qu'au Canada.*

---



# 2016 a été une année de transformation pour Fortis

L'exercice 2016 aura été exaltant pour Fortis, voire grandiose à bien des égards. Nous avons fait croître l'entreprise de services publics de façon spectaculaire par l'acquisition d'ITC Holdings Corp. (ITC), la première infrastructure de transport d'électricité indépendante des États-Unis. Cette acquisition de 11,8 milliards \$ US, la plus importante de son histoire, a profondément modifié l'image de Fortis. Aujourd'hui, nous menons nos activités dans 17 territoires partout en Amérique du Nord (cinq provinces canadiennes, neuf États américains, trois pays des Caraïbes). Comptant 60 % de ses actifs aux États-Unis, Fortis, pour la première fois de son histoire, possède plus d'actifs dans ce pays qu'au Canada, ce qui diversifie davantage ses activités et accroît sa présence dans le vaste secteur des entreprises de services publics réglementés des États-Unis.

## Une performance financière solide

Bien que l'exercice 2016 se soit révélé plus complexe en raison de l'acquisition d'ITC, nous nous sommes appliqués à mener de nouveau la Société vers de solides résultats financiers. Le bénéfice ajusté, normalisé dans le cas de certains éléments, s'est établi à 721 millions \$, ou 2,33 \$ par action, en hausse de 0,22 \$ par action ordinaire, ou 10,4 %, par rapport à 2015. Nous nous concentrons toujours sur la création de valeur pour nos actionnaires, et ceux-ci ont bénéficié d'un rendement total de plus de 15 % en 2016.

## De nouveaux records de dividendes

Nous avons augmenté les dividendes versés aux actionnaires pour la 43<sup>e</sup> année d'affilée, soit la plus longue période pour une société de services publics au Canada. De plus, nous avons transmis de nouvelles directives visant à accroître annuellement le dividende sur actions ordinaires de 6 % en moyenne jusqu'en 2021.

## Un géant nord-américain du secteur des services publics

L'acquisition d'ITC place également Fortis parmi les 15 sociétés ouvertes de services publics les plus importantes d'Amérique du Nord, selon la valeur de l'entreprise. Comptant à peine 390 millions \$ d'actifs au moment de notre création en 1987, nous atteignons aujourd'hui 48 milliards \$. Fortis continue de maximiser la valeur pour les actionnaires en cherchant de nouveaux débouchés dans le but de faire croître la Société dans des zones de concession tant actuelles que nouvelles.



Douglas Haughey,  
Président du conseil d'administration, Fortis Inc.

## **Croissance de la base tarifaire devant atteindre 30 milliards \$ en 2021**

Le programme d'immobilisations de la Société continue de cibler les besoins en infrastructure de nos clients. Au cours des cinq prochaines années, Fortis prévoit dépenser environ 13 milliards \$ et accroître la base tarifaire jusqu'à près de 30 milliards \$ en 2021. Fortis s'attend à ce que cette croissance durable à long terme de la base tarifaire soutienne la croissance continue du bénéfice et des dividendes pour les actionnaires.

## **Nous avons sonné la cloche à la Bourse de New York**

Compte tenu de notre taille et du fait que nous menons maintenant une grande partie de nos activités aux États-Unis, nous avons inscrit nos actions ordinaires à la Bourse de New York. Cette autre étape importante pour Fortis lui permet d'avoir accès à la première source de capitaux en importance dans le monde. Nous avons souligné notre inscription à la Bourse de New York en octobre par des événements exceptionnels rassemblant d'importants acteurs des marchés des capitaux et du secteur des services publics, ce qui nous a permis d'accroître notre notoriété aux États-Unis. Nous demeurons inscrits à la Bourse de Toronto et nos actions ordinaires se négocient maintenant à la fois à la Bourse de Toronto (TSX : FTS) et à la Bourse de New York (NYSE : FTS).

## **La force de la diversité et des gens**

Notre entreprise est très diversifiée sur les plans de l'économie, de la géographie et de la réglementation. Ceci étant, notre plus grande force réside dans nos gens. Fortis est fière de son effectif de plus de 8 000 employés compétents et dévoués et les remercie des efforts qu'ils déploient pour fournir une énergie sûre, fiable et abordable à nos 3,2 millions de clients, jour après jour.



# Rapport aux actionnaires

## Solide performance financière

Le rendement total pour les actionnaires a dépassé 15 % en 2016. Nous avons réalisé un bénéfice net de 585 millions \$, ou 1,89 \$ par action ordinaire, en regard de 728 millions \$, ou 2,61 \$ par action ordinaire en 2015. Comparativement à l'exercice précédent, les résultats reflètent l'incidence de l'acquisition d'ITC en 2016 et des gains tirés de la vente d'actifs non essentiels en 2015. Le bénéfice net ajusté pour 2016 s'est établi à 721 millions \$, ou 2,33 \$ par action ordinaire, en hausse de 0,22 \$ par action ordinaire, ou de 10,4 % par rapport à 2015. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation pour 2016 ont totalisé 1,9 milliard \$, soit environ 13 % de plus qu'en 2015. La performance financière est attribuable au solide rendement du portefeuille de services publics très diversifié et à faible risque, ainsi qu'aux contributions découlant de l'acquisition d'ITC. La Société a également bénéficié de taux de change avantageux, de la contribution de l'installation d'entreposage de gaz naturel Aitken Creek et de la hausse du bénéfice tiré de la centrale hydroélectrique Expansion Waneta, en Colombie-Britannique.

Pour la période de 10 ans close le 31 décembre 2016, Fortis a dégagé pour ses actionnaires un rendement total annualisé moyen de 7,3 %, surpassant l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et l'indice composé S&P/TSX, qui ont affiché un rendement annualisé moyen respectif de 5,7 % et 4,7 %.

## Clôture de l'acquisition d'ITC

Le 9 février 2016, nous avons annoncé l'acquisition d'ITC pour 11,8 milliards \$ US, soit la transaction la plus importante de l'histoire de Fortis. À peine 248 jours plus tard, soit le 14 octobre 2016, après avoir obtenu les approbations réglementaires de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) et de cinq États américains, nous avons clôturé la transaction. Nous souhaitons la bienvenue aux employés d'ITC et nous sommes impatients de travailler avec eux à l'intégration de cette entreprise de services publics à notre groupe de compagnies.

ITC possède et exploite des lignes de transport à haute tension et, en 2016, a répondu à une demande de pointe combinée de plus de 26 000 MW sur environ 25 000 kilomètres dans le Midwest américain. ITC peut tirer parti de nouvelles possibilités partout en Amérique du Nord, notamment de projets de transport éventuels entre le Canada et les États-Unis.

## L'inscription à la Bourse de New York donne accès à des capitaux supplémentaires

Fortis a inscrit ses actions ordinaires à la Bourse de New York, le 14 octobre 2016, ce qui permet à la Société d'avoir accès à la première source de capitaux en importance dans le monde. Nos actions ordinaires se négocient maintenant à la fois à la Bourse de Toronto (TSX : FTS) et à la Bourse de New York (NYSE : FTS). L'inscription à la Bourse américaine a permis d'accroître la notoriété de Fortis auprès des milieux financiers, des investisseurs et des principaux groupes d'intéressés. Elle permet également l'accroissement des opérations boursières et des liquidités et vient étayer notre vision d'une croissance soutenue. L'inscription de Fortis constitue la plus importante introduction d'une société canadienne à la Bourse de New York, en 2016.

## Hausse du dividende pour une 43<sup>e</sup> année consécutive

Le programme d'immobilisations de base nous permet de faire croître le dividende et de cibler une croissance du dividende annuelle moyenne de 6 % jusqu'en 2021. Nous avons accru le dividende du quatrième trimestre de 2016 de près de 7 %, ce qui a donné lieu à un dividende annualisé de 1,60 \$ par action ordinaire. Le cours de l'action de Fortis a connu une croissance fulgurante depuis sa création en 1987, le cours de clôture passant alors de 4,75 \$ à 41,46 \$ à la clôture de l'exercice 2016.



## Investissements importants dans les infrastructures

Des investissements importants ont été faits dans les infrastructures de nos filiales en 2016. Les dépenses en immobilisations consolidées ont été de 2,1 milliards \$, dont environ 200 millions \$ à ITC, depuis la date d'acquisition. Nous prévoyons investir quelque 3 milliards \$ en immobilisations en 2017, dont près de 1 milliard \$ devraient être investis par ITC.

## FortisBC Energy – Expansion de l'usine de GNL de Tilbury

Les travaux de construction de la phase d'expansion des installations de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Tilbury, le plus important projet d'investissement en cours de la Société, dont le coût est estimé à 400 millions \$, avant la provision pour fonds utilisés pendant la construction et les frais de développement, se poursuivent en Colombie-Britannique. La phase de mise en service et de démarrage de ce projet réglementé a commencé au quatrième trimestre de 2016, la date de mise en service étant fixée au milieu de 2017.

## Projets régionaux de transport d'électricité d'ITC

ITC est engagée dans la construction de quatre projets régionaux importants de transport d'électricité considérés par le Midcontinent Independent System Operator (MISO) comme répondant aux besoins de capacité et de fiabilité des réseaux. Depuis la date de l'acquisition d'ITC, environ 43 millions \$ US ont été investis dans ces projets, et une somme additionnelle de 272 millions \$ US devrait être investie en 2017. Trois de ces projets devraient être terminés d'ici la fin de 2018, l'achèvement du quatrième projet étant prévu en 2023.

## Avancées réglementaires

Les principales modifications réglementaires qui ont été apportées en 2016 ont procuré une stabilité à court terme à nos entreprises de services publics. Les instances générales sur le coût du capital sont achevées en Colombie-Britannique et en Alberta.

Tucson Electric Power a reçu une ordonnance tarifaire visant les nouveaux tarifs en vigueur à compter du 27 février 2017. Par ailleurs, des dossiers importants ont progressé auprès de la FERC, notamment une procédure concernant le taux de rendement des capitaux propres de base régional autorisé pour les organismes de transport membres de MISO, dont trois entreprises de services publics d'ITC. Central Hudson continue également de participer activement à une multitude d'activités réglementaires dans l'État de New York, dont les instances générales en cours visant la transformation du secteur de l'énergie, soit la Reforming the Energy Vision.

Nos entreprises de services publics veillent à maintenir des relations constructives avec les organismes de réglementation en vue d'assurer la conformité aux décisions qui sont rendues.

## Engagement à l'égard des activités durables

Nous avons mis en place plusieurs initiatives et programmes qui favorisent l'environnement et nos clients. Le raccordement de sources d'énergie renouvelable, y compris l'énergie solaire, au réseau électrique progresse et les projets en cours, une fois mis en œuvre, accroîtront considérablement la production d'énergie solaire. Notre offre d'énergie éolienne, de gaz naturel, d'énergie solaire, d'hydroélectricité et de gaz naturel renouvelables contribue à faire de nous un fournisseur d'énergie propre.

Fortis étant principalement une société de distribution et de transport, son impact environnemental est moins important que celui des entreprises de services publics qui possèdent d'importantes installations de production d'électricité à partir de combustible fossile. Cela étant dit, nous améliorons la durabilité de la production, en mettant l'accent sur la réduction de notre empreinte environnementale. En Arizona, où nous possédons une installation de production au charbon, nous nous attachons à diversifier la production et à réduire la dépendance au charbon dans le cadre d'un programme de gestion des ressources bien exécuté.





---

*Notre offre d'énergie éolienne,  
de gaz naturel, d'énergie  
solaire, d'hydroélectricité et  
de gaz naturel renouvelables  
contribue à faire de nous un  
fournisseur d'énergie propre.*

---

Nos réseaux de transport et de distribution sont de plus en plus efficaces, et le traitement et la récupération des eaux usées sont assurés par des programmes de gestion des eaux. Nous mettons en place des systèmes de stockage d'énergie afin de mieux répondre aux besoins d'énergie renouvelable à long terme et nous offrons à nos clients des options d'achat d'énergie verte. Nous offrons des primes encourageant l'utilisation du gaz naturel en remplacement du diesel pour les véhicules de transport commerciaux et la réduction des gaz à effet de serre. Aider nos clients à devenir plus efficaces en matière d'énergie et à tirer parti des programmes qui réduiront leur coût de l'énergie est une grande priorité de nos entreprises de services publics.

Nous restons déterminés à satisfaire les besoins en énergie actuels et futurs de nos clients d'une façon raisonnable, durable et abordable.

### Fortis se joint à Energy Impact Partners

En septembre 2016, nous sommes devenus un partenaire stratégique de l'Energy Impact Partners (EIP) Utility Coalition. EIP est 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, depuis la production jusqu'à la consommation. Sur une période de cinq ans, Fortis investira 25 millions \$ dans ce partenariat. En travaillant avec l'équipe de l'EIP, nous resterons à la fine pointe des nouvelles technologies dans un secteur en constante évolution.

### Investir dans notre communauté

En 2016, nous avons laissé notre marque dans la communauté en prenant les commandes des activités de commémoration du 100<sup>e</sup> anniversaire de la bataille de Beaumont-Hamel, dans l'institution culturelle de Terre-Neuve-et-Labrador, The Rooms, qui abrite les archives provinciales, une galerie d'art et un musée. Notre contribution de 3,25 millions \$ à la campagne de financement « Where Once They Stood We Stand » a permis à The Rooms de construire le Fortis Courtyard and Amphitheatre. Au cours d'une émouvante cérémonie, le 1<sup>er</sup> juillet 2016, Fortis s'est jointe aux représentants gouvernementaux et aux milliers de Canadiens et de personnes aux quatre coins du monde pour commémorer le dévouement de nos prédécesseurs et reconnaître la contribution des familles de Terre-Neuve-et-Labrador dont les proches ont sacrifié leur vie. D'autres événements sont prévus en 2017 en reconnaissance du service en temps de guerre, notamment notre participation au 100<sup>e</sup> anniversaire à la bataille de Monchy-le-Preux.

Les filiales de Fortis continuent de jouer un rôle important en investissant à l'échelle locale dans leurs territoires de service respectifs, en offrant du soutien dans de nombreux secteurs, notamment les soins de santé et l'environnement.

### L'avenir

Aujourd'hui, notre présence en Amérique du Nord s'étend sur neuf États américains, cinq provinces canadiennes et trois pays des Caraïbes et, grâce à un effectif de plus de 8 000 employés, nous occupons une position de chef de file sur le marché nord-américain des entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz, la plupart de nos actifs étant liés au transport et à la distribution. L'ajout d'ITC à notre portefeuille de services publics procure une solide plateforme au secteur du transport de l'électricité en Amérique du Nord, et nous sommes bien placés pour tirer parti des investissements en infrastructure et contribuer aux investissements requis pour entretenir, améliorer et sécuriser le réseau de transport aux États-Unis. Nous saluons nos collègues d'ITC et leur souhaitons la bienvenue.

Notre palmarès d'acquisitions est éloquent. L'entreprise a progressé, passant de 4 milliards \$ d'actifs en 2004 à 48 milliards \$ aujourd'hui, grâce aux acquisitions d'entreprises de services publics FortisBC, FortisAlberta, Central Hudson, UNS Energy et ITC. Nous avons créé une entreprise très diversifiée sur les plans de l'économie, de la géographie et de la réglementation, tout en dégagant des rendements supérieurs pour les actionnaires.

En 2016, nous avons nommé un nouveau président du conseil d'administration, Douglas Haughey, et accueilli de nouveaux administrateurs, Margarita Dilley et Jo Mark Zurel. Tous trois possèdent une vaste expérience et apporteront une contribution bénéfique aux délibérations et au contrôle exercé pour les actionnaires de Fortis. Nous exprimons notre gratitude pour les conseils et le soutien de l'ancien président, David Norris. Sous sa direction, Fortis a grandi et s'est diversifiée avec confiance.

Nous sommes très satisfaits de nos progrès cette année et apprécions le soutien des actionnaires existants et nouveaux. Soyez assurés que nous demeurons concentrés sur la réalisation d'une solide performance opérationnelle et financière en 2017, tout en continuant de déployer la stratégie et d'intégrer ITC à notre entreprise.

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

## Fortis illumine Wall Street

Le 14 octobre 2016, nous avons célébré un événement marquant de notre histoire – l’inscription de la Société à la Bourse de New York.

Cet événement constitue la plus importante introduction d’une société canadienne à la Bourse de New York, en 2016. Les actions de Fortis se négocient maintenant à la fois à la Bourse de Toronto (TSX : FTS) et à la Bourse de New York (NYSE : FTS). Cette réalisation est une confirmation de la solidité et de la stabilité financières de notre organisation et de l’excellent travail effectué auprès de millions de clients par ses 8 000 employés de Fortis au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes.

Non seulement notre inscription aux États-Unis a-t-elle accru notre notoriété auprès des principaux groupes d’intéressés, mais elle nous permet maintenant d’accroître les opérations boursières et les liquidités, et vient étayer notre vision d’une croissance soutenue. Nous avons confiance en l’avenir et sommes enthousiasmés par la voie qui s’ouvre devant nous.





**CENTENNIAL  
LEADER CORPORATE**

Fortis dedicates The Royal Newfoundland Regiment Gallery to the memory of all Newfoundlanders and Labradorians who served King and Country during the First World War (1914-1918). Their bravery and sacrifice made an everlasting impact on our quality of life that endures to this day.

We will remember them.

**FORTIS**

## Commémoration de la Première Guerre mondiale

Un événement important dans la vie des Terre-Neuviens et Labradoriens a été souligné le 1<sup>er</sup> juillet 2016, lors du 100<sup>e</sup> anniversaire de la Bataille de Beaumont-Hamel. Fortis était fière d'être aux côtés des membres de The Rooms, du gouvernement du Canada, du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador et de tous les autres donateurs au moment de l'inauguration du Fortis Courtyard and Amphitheatre et du Royal Newfoundland Regiment Gallery qui sont dédiés à la mémoire de tous ceux qui ont servi outremer et sur le front intérieur pendant la Première Guerre mondiale.

## Table des matières

Énoncés prospectifs.....	16
Aperçu de la Société.....	18
Stratégie de la Société.....	20
Tendances, occasions et risques principaux.....	21
Éléments importants.....	22
Sommaire des faits saillants financiers.....	23
Résultats d'exploitation consolidés.....	25
Résultats d'exploitation sectoriels.....	27
Entreprises de services publics réglementés.....	27
Entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis.....	27
ITC.....	27
UNS Energy.....	28
Central Hudson.....	28
Entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité au Canada.....	29
FortisBC Energy.....	29
FortisAlberta.....	29
FortisBC Electric.....	30
Entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada.....	30
Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes.....	31
Activités non réglementées.....	31
Activités non réglementées – infrastructures énergétiques.....	31
Activités non réglementées – autres que de services publics.....	32
Siège social et autres.....	32
Faits saillants en matière de réglementation.....	33
Situation financière consolidée.....	35
Situation de trésorerie et sources de financement.....	36
Sommaire des flux de trésorerie consolidés.....	36
Obligations contractuelles.....	38
Structure du capital.....	40
Notations.....	41
Programme d'investissement.....	41
Occasions d'investissements additionnels.....	44
Besoins en flux de trésorerie.....	45
Facilités de crédit.....	46
Arrangements hors bilan.....	47
Gestion des risques d'affaires.....	47
Modifications de méthodes comptables.....	57
Prises de position comptables futures.....	57
Instruments financiers.....	59
Estimations comptables critiques.....	61
Opérations intersociétés et entre parties liées.....	66
Principales informations financières annuelles.....	67
Résultats du quatrième trimestre.....	68
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 15 février 2017

## ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion de Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société ») a été préparé conformément au Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue. Le rapport de gestion doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés audités et les notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. L'information financière pour 2016 et les périodes comparatives figurant dans le présent rapport de gestion a été préparée conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire.

*Fortis inclut dans le rapport de gestion des énoncés prospectifs au sens prévu par les lois sur les valeurs mobilières applicables, y compris la Private Securities Litigation Reform Act of 1995. Les énoncés prospectifs du présent rapport de gestion reflètent les attentes de la direction de Fortis à l'égard de la croissance future, des résultats d'exploitation, du rendement et des perspectives et des occasions d'affaires. Les termes « anticiper », « croire », « s'attendre à », « projeter », « estimer », « prévoir », « avoir l'intention de », « planifier », « cibler », y compris à la forme négative, et autres expressions similaires et certains verbes au futur ou au conditionnel comme « pourrait » et « devrait » sont utilisés pour désigner de l'information prospective, et comprennent, sans s'y limiter : les attentes que l'acquisition d'ITC Holdings Corp. (« ITC ») donne lieu à une hausse du résultat par action ordinaire en 2017; le modèle d'entreprise de la Société qui offre une grande transparence et qui sert au mieux l'intérêt des clients; la cible de croissance annuelle moyenne du dividende jusqu'en 2021; la base tarifaire de mi-exercice de la Société prévue jusqu'en 2021; les attentes que la base tarifaire augmente à un taux de croissance annuel composé jusqu'en 2019; le moment prévu du dépôt des demandes réglementaires et de la réception et de l'issue des décisions réglementaires; les dépenses en immobilisations brutes consolidées et sectorielles prévues de la Société pour 2017 et de 2017 à 2021; la nature, le calendrier et les coûts prévus de certains projets d'investissement, y compris, sans toutefois s'y limiter, les expansions de l'usine de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Tilbury, les projets à valeur multiple d'ITC, le projet de conversion de 34,5 à 69 kilovolts, le programme de remplacement des conduites de gaz principales, la mise à niveau du réseau de la vallée du bas Fraser, le programme de gestion des poteaux, et les occasions additionnelles, y compris le prolongement de pipeline jusqu'à l'usine de Woodfibre LNG, le projet de Wataynikaneyap et le projet de raccordement sous le lac Érié; la prévision que l'important programme d'investissement de la Société favorisera la croissance continue du bénéfice et des dividendes; les échéances et les remboursements de la dette à terme fixe consolidée prévus en 2017 et au cours des cinq prochains exercices; la prévision que la Société et ses entreprises de services publics auront accès à coût raisonnable à des capitaux à long terme en 2017; les attentes que la Société remboursera les emprunts financés par sa facilité de crédit-relais à terme à l'aide du produit tiré d'un placement d'actions ordinaires en 2017; la prévision que les charges d'exploitation et les intérêts débiteurs des filiales seront payés à même les flux de trésorerie d'exploitation des filiales; la prévision que les liquidités nécessaires à la réalisation des programmes de dépenses en immobilisations des filiales seront financées grâce à une combinaison des flux de trésorerie provenant de l'exploitation, d'emprunts sur les facilités de crédit, d'injections de capitaux par Fortis et d'émissions de titres de créance à long terme; la prévision que les besoins en liquidités de Fortis pour soutenir les programmes d'investissement des filiales et pour financer des acquisitions seront pourvus grâce à une combinaison d'emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société et du produit des émissions d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et de titres de créance à long terme ainsi que grâce aux avances consenties par des investisseurs minoritaires; la prévision que des emprunts sur la facilité de crédit confirmée de la Société pourraient être nécessaires, de temps à autre, afin de soutenir le service de la dette et le versement des dividendes; la prévision que 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'intention de la direction de refinancer certains emprunts sur les facilités de crédit confirmées à long terme de la Société et des filiales au moyen d'un financement permanent à long terme; la prévision que la Société et ses filiales continueront de respecter les clauses restrictives de leur dette au cours de 2017; la prévision que la Société pourrait conclure des contrats de terme et avoir recours, dans une plus grande mesure que par le passé, à certains dérivés à titre de couvertures des flux de trésorerie contre le risque de change; l'attente selon laquelle la dette à long terme ne sera pas réglée avant l'échéance; la prévision que tout passif lié à des actions en justice en cours n'aura pas d'incidence néfaste importante sur la situation financière consolidée et les résultats d'exploitation consolidés de la Société; la quote-part prévue des coûts de remise en état de mines de Tucson Electric Power Company; la prévision que toute augmentation ou diminution du coût net des régimes de retraite à prestations déterminées des entreprises de services publics réglementés pour 2017 sera recouvrée auprès de la clientèle ou remboursée à cette dernière à même les tarifs; et l'attente selon laquelle l'adoption de prises de position comptable futures n'aura pas d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

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

Les énoncés prospectifs comprennent des risques, des incertitudes et des hypothèses importants. Fortis prévient le lecteur qu'un certain nombre de facteurs pourraient entraîner un écart important entre les résultats, la performance ou les réalisations réelles et ceux qui sont exprimés explicitement ou implicitement dans les énoncés prospectifs. Ces facteurs doivent être examinés avec prudence, et le lecteur ne doit pas se fier indûment aux énoncés prospectifs. Les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats ou événements s'écartent des prévisions actuelles sont décrits à la rubrique « Gestion des risques d'affaires » du présent rapport de gestion et dans les documents d'information continue déposés de temps à autre auprès des organismes de réglementation canadiens en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission. Les principaux risques pour 2017 comprennent, sans s'y limiter : l'incertitude entourant l'issue des instances réglementaires des entreprises de services publics de la Société; l'incertitude attribuable à l'incidence qu'un contexte continu de bas taux d'intérêt pourrait avoir sur le taux de rendement autorisé pour les actionnaires ordinaires des entreprises de services publics réglementés de la Société; l'incidence des fluctuations des taux de change; l'incertitude entourant le projet de réforme fiscale aux États-Unis; le risque associé à l'incidence d'une conjoncture économique moins favorable sur les résultats d'exploitation de la Société; le risque que les avantages prévus de l'acquisition d'ITC ne se matérialisent pas, ou puissent ne pas se matérialiser dans les délais prévus par la Société; le risque lié à la capacité de la Société à se conformer au paragraphe 404(a) de la loi Sarbanes-Oxley de 2002 et aux règles et règlements connexes de la Securities and Exchange Commission des États-Unis et du Public Company Accounting Oversight Board; le risque associé à la réalisation du plan relatif aux dépenses en immobilisations de la Société pour 2017 dont la réalisation de grands projets d'investissement selon l'échéancier et le budget prévus; et l'incertitude entourant le moment des appels aux marchés financiers, et l'accès à ceux-ci, pour obtenir, à des conditions économiques, des fonds suffisants pour, entre autres, financer les dépenses en immobilisations et les acquisitions et rembourser la dette au fur et à mesure des échéances.

Tous les énoncés prospectifs du rapport de gestion sont visés par ces mises en garde et, à moins que la loi ne l'exige, Fortis décline toute intention ou obligation de mettre à jour ou de réviser ces énoncés prospectifs, que ce soit en raison de nouveaux renseignements ou d'événements futurs.

## APERÇU DE LA SOCIÉTÉ



*Karl Smith, Vice-président directeur,  
directeur des finances, Fortis Inc.*

Fortis, dont le total de l'actif s'élève à près de 48 milliards \$ et les produits pour l'exercice 2016 ont été de 6,8 milliards \$, compte parmi les plus importantes entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz en Amérique du Nord. Plus de 8 000 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 2016, les réseaux de distribution d'électricité de la Société ont répondu à une demande de pointe combinée de 33 021 mégawatts (« MW ») et ses réseaux de distribution de gaz ont répondu à une demande de pointe quotidienne de 1 586 térajoules.

Les activités de services publics, qui constituent le principal secteur d'activité de la Société, sont très réglementées, et le bénéfice des entreprises de services publics de la Société est calculé surtout d'après la réglementation fondée sur le coût du service et, dans certains territoires, des mécanismes de tarification axée sur le rendement (« TAR »). De manière générale, en vertu de la réglementation fondée sur le coût du service, les organismes de réglementation respectifs établissent les tarifs de l'électricité et du gaz facturés à la clientèle de façon à permettre un recouvrement raisonnable par l'entreprise de services publics, en temps opportun, des coûts de fourniture estimatifs du service, y compris un taux de rendement juste selon une structure du capital réglementaire réputée ou ciblée appliquée à la valeur de l'actif réglementaire autorisée (« base tarifaire »). La capacité d'une entreprise de services publics réglementés de recouvrer de manière prudente les coûts engagés dans la prestation des services et de réaliser le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actions ordinaires (« RCP ») ou le taux de rendement des actifs de la base tarifaire (« RAB »), approuvés par l'organisme de réglementation, pourrait dépendre de la réalisation des prévisions

établies dans les processus d'établissement des tarifs. Si une année témoin historique est utilisée pour établir les tarifs facturés à la clientèle, il peut y avoir un décalage attribuable à la réglementation entre le moment où les coûts sont engagés et celui où ils sont reflétés dans les tarifs facturés à la clientèle. Lorsque des mécanismes de TAR sont utilisés pour établir les besoins en revenus annuels et les tarifs imposés à la clientèle qui en découlent, une formule est habituellement appliquée pour tenir compte de l'inflation et des améliorations présumées de la productivité. L'utilisation de mécanismes de TAR doit permettre à une entreprise de services publics de recouvrer, selon une possibilité raisonnable, le coût prudent du service et de réaliser son RCP ou son RAB autorisé.

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

Fortis répartit ses activités de services publics selon des secteurs correspondant à des zones de concession et, lorsque la réglementation l'exige, selon la nature de ses actifs. En outre, Fortis détient des participations dans des infrastructures énergétiques non réglementées, secteur d'activité traité distinctement. La répartition des activités entre ces différents secteurs isolables de la Société permet à la haute direction d'estimer le rendement de chaque secteur et d'évaluer sa contribution globale aux objectifs à long terme de Fortis. Chaque entité au sein des secteurs isolables fonctionne avec grande autonomie et est responsable de ses profits et de ses pertes, ainsi que de l'affectation de ses propres ressources.

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

## Entreprises de services publics réglementés

### Entreprises de services publics d'électricité et de gaz aux États-Unis

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

ITC possède et exploite des lignes de transport à haute tension qui répondent à une demande de pointe de plus de 26 000 MW sur environ 25 000 kilomètres dans la péninsule inférieure du Michigan ainsi que dans des parties de l'Iowa, du Minnesota, de l'Illinois, du Missouri, du Kansas et de l'Oklahoma, qui transportent l'électricité depuis quelque 570 centrales jusqu'à des installations de distribution locales reliées aux réseaux d'ITC.

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

TEP, la plus importante filiale d'exploitation d'UNS Energy, est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement. TEP produit et transporte de l'électricité et en distribue à environ 420 000 clients de détail dans le sud-est de l'Arizona, y compris dans la grande région métropolitaine de Tucson, dans le comté de Pima, de même que dans certaines zones du comté de Cochise. TEP vend également de l'électricité à d'autres entités situées dans l'ouest des États-Unis. UNS Electric est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement qui produit et transporte de l'électricité et en distribue à environ 95 000 clients de détail dans les comtés de Mohave et de Santa Cruz, en Arizona. À l'heure actuelle, TEP et UNS Electric possèdent des ressources de production ayant une capacité globale de 2 994 MW, y compris 54 MW de capacité de production d'énergie solaire. Plusieurs des actifs de production dans lesquels TEP et UNS Electric détiennent une participation sont détenus en propriété conjointe. Au 31 décembre 2016, environ 47 % de la capacité de production étaient alimentés au charbon.

UNS Gas est une entreprise de services publics réglementés de distribution de gaz qui sert environ 154 000 clients de détail dans les comtés de Mohave, de Yavapai, de Coconino, de Navajo et de Santa Cruz, en Arizona.

- c. *Central Hudson* : Central Hudson Gas & Electric Corporation (« Central Hudson ») fournit des services publics réglementés de transport et de distribution à quelque 300 000 consommateurs d'électricité et 79 000 consommateurs de gaz naturel dans huit comtés de la région médiane de la vallée de l'Hudson dans l'État de New York. La société détient une capacité de production hydroélectrique et alimentée au gaz totalisant 64 MW.

### Entreprises de services publics de gaz et d'électricité au Canada

- a. *FortisBC Energy* : FortisBC Energy Inc. (« FortisBC Energy » ou « FEI ») est la plus importante société de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique et sert environ 994 000 clients dans plus de 135 communautés. Les principales zones de service de FEI sont les régions des basses-terres continentales, de l'île de Vancouver et de Whistler de la Colombie-Britannique. FEI fournit des services de transport et de distribution à sa clientèle, et achète du gaz naturel pour revendre à une clientèle surtout résidentielle, commerciale et industrielle. Le gaz naturel acheté provient surtout de la région nord-est de la Colombie-Britannique et, au moyen du pipeline Southern Crossing de FEI, de l'Alberta.
- b. *FortisAlberta* : FortisAlberta Inc. (« FortisAlberta ») possède et exploite le réseau de distribution d'électricité d'une partie importante du sud et du centre de l'Alberta, qui sert quelque 549 000 clients. La société ne possède ni n'exploite d'actifs de production ou de transport, et ne fait pas la vente directe d'électricité.
- c. *FortisBC Electric* : Comprend FortisBC Inc. (« FortisBC Electric »), société de services publics d'électricité intégrée œuvrant dans la région intérieure sud de la Colombie-Britannique qui sert directement et indirectement environ 170 000 clients. FortisBC Electric possède quatre centrales hydroélectriques dont la puissance combinée s'élève à 225 MW. La part du secteur attribuable à FortisBC Electric englobe également les services d'exploitation, de maintenance et de gestion de cinq centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique appartenant principalement à des tiers, dont la centrale hydroélectrique Expansion Waneta de 335 MW (l'« Expansion Waneta »), propriété de Fortis et de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust (« CPC/CBT »).
- d. *Est du Canada* : Comprend Newfoundland Power Inc. (« Newfoundland Power »), Maritime Electric Company, Limited (« Maritime Electric ») et FortisOntario Inc. (« FortisOntario »). Newfoundland Power est une société de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de la partie insulaire de Terre-Neuve-et-Labrador qui sert environ 264 000 clients. La société possède une capacité de production installée de 139 MW, dont 97 MW d'origine hydroélectrique. Maritime Electric est une société de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard (« Î.-P.-É. ») qui sert quelque 79 000 clients. Maritime Electric possède aussi sur l'île des centrales d'une puissance combinée de 145 MW. FortisOntario englobe trois entreprises de services publics d'électricité qui fournissent des services à environ 65 000 clients de Fort Erie, de Cornwall, de Gananoque, de Port Colborne et du district d'Algoma, en Ontario.

### Entreprises de services publics d'électricité dans les Caraïbes

Les entreprises de services publics d'électricité dans les Caraïbes comprennent la participation conférant le contrôle d'environ 60 % de la Société dans Caribbean Utilities Company, Ltd. (« Caribbean Utilities ») (60 % au 31 décembre 2015), Fortis Turks and Caicos, et la participation en actions de 33 % de la Société dans Belize Electricity Limited (« Belize Electricity »). Caribbean Utilities est une société de services publics d'électricité intégrée et l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans, qui sert environ 29 000 clients. La société possède une capacité de production au diesel installée de 161 MW. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (« TSX ») (TSX : CUP.U). Fortis Turks and Caicos comprend deux entreprises de services publics d'électricité intégrées qui servent quelque 15 000 clients dans certaines îles de Turks et Caicos. Les entreprises de services publics possèdent une capacité de production au diesel combinée de 82 MW. Belize Electricity est une société de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité au Belize.

## Activités non réglementées – infrastructures énergétiques

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

En 2016, la Société a vendu sa centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden de 16 MW (« Walden ») et, en 2015, ses actifs de production non réglementée dans le nord-ouest de l'État de New York et en Ontario.

## Activités non réglementées – autres que de services publics

Les activités autres que de services publics comprenaient auparavant Fortis Properties Corporation (« Fortis Properties »). Fortis Properties a conclu la vente de ses actifs d'immeubles commerciaux et de ses actifs hôteliers en 2015.

## Siège social et autres

Le secteur Siège social et autres permet de saisir les éléments de charges et de produits qui ne sont pas précisément liés à un secteur isolable, de même que les activités qui se trouvent sous le seuil requis pour être présentées en tant que secteur distinct. Le secteur Siège social et autres comprend le montant net des charges du siège social de Fortis et des charges des activités de sociétés de gestion non réglementées de FortisBC Holdings Inc. (« FHI »), CH Energy Group, Inc. (« CH Energy Group ») et UNS Energy Corporation. Ce secteur inclut aussi les résultats financiers de FortisBC Alternative Energy Services Inc. (« FAES »). FAES est une filiale en propriété exclusive de FHI qui propose des solutions d'énergies renouvelables, y compris des systèmes d'énergie thermique et de géoéchange.

## STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

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

Le résultat par action ordinaire et le rendement total pour les actionnaires sont les principales mesures du rendement financier. Au cours de la période de dix exercices close le 31 décembre 2016, le résultat par action ordinaire de Fortis s'est accru à un taux annuel composé de 5,2 %, sur une base ajustée. Pour la même période, Fortis a dégagé pour ses actionnaires un rendement total annualisé moyen de 7,3 %, surpassant l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et l'indice composé S&P/TSX, qui ont affiché un rendement annualisé moyen respectif de 5,7 % et 4,7 % pour la même période.

Fortis est résolue à obtenir une croissance à long terme soutenue de la base tarifaire, des actifs 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. Fortis a également démontré sa capacité de faire l'acquisition d'entreprises de services publics réglementés en Amérique du Nord. Le modèle d'autonomie de la Société jette des bases propices pour des investissements futurs dans ses zones de services actuelles et dans de nouvelles zones de concession. La Société a un petit siège social, et ses entreprises de services publics fonctionnent sur une base essentiellement autonome. Toutes les entreprises de services publics ont leur propre équipe de gestion, et la plupart ont un conseil d'administration, composé majoritairement d'administrateurs indépendants, qui exerce un rôle de surveillance sur la direction. Étant donné que la surveillance réglementaire relève habituellement de l'État ou de la province, la Société est d'avis que ce modèle assure une meilleure transparence et sert le mieux les intérêts des clients.

## TENDANCES, OCCASIONS ET RISQUES PRINCIPAUX

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

Le mouvement vers l'énergie propre s'intensifie à l'échelle de l'Amérique du Nord. Tant au Canada qu'aux États-Unis, la politique gouvernementale et réglementaire est orientée sur la protection de l'environnement, ce qui oblige les entreprises de services publics à mettre en œuvre des plans pour réduire leurs émissions de carbone de manière économique. Les réglementations environnementales créent de nouvelles possibilités d'investissement dans de nouvelles sources de production, y compris la production d'électricité à partir du gaz naturel, de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne, et dans les infrastructures afin de connecter les sources d'énergies renouvelables au réseau. Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont bien positionnées et sont actives dans la recherche de pareilles possibilités.

L'évolution des technologies, en particulier dans la production distribuée, continue de jouer un rôle important dans la transformation du secteur des services publics. Le mouvement vers l'énergie propre a accru l'utilisation de la production distribuée, notamment dans le domaine de l'énergie solaire, par les clients. Par conséquent, les entreprises de services publics prennent un rôle d'intégrateur et de facilitateur des réseaux de distribution. Les entreprises de services publics du futur devront être en mesure d'acheminer et de contrôler les ressources d'énergie distribuées par les clients et de les intégrer au réseau. La production distribuée crée une possibilité d'investissement dans des systèmes d'automatisation et de gestion de la distribution et d'autres technologies visant à moderniser le réseau. Elle pose également des difficultés à l'égard des cadres tarifaires visant les clients qui installent une technologie de production distribuée et des autres clients pour assurer l'équité dans l'établissement de la tarification pour tous les clients. Les entreprises de services publics de la Société travaillent avec les organismes de réglementation afin de régler ces questions relatives aux cadres tarifaires.

Les attentes des clients à l'égard de la résilience du réseau continuent de s'accroître. Cette attente, et le vieillissement des infrastructures des réseaux de services publics d'électricité et de gaz en Amérique du Nord, ouvre les possibilités d'augmenter les investissements en capitaux. La construction de nouvelles infrastructures, comme des pipelines et des lignes de transport, est de plus en plus contestée par le public, plus particulièrement par les militants environnementaux. Il sera important d'entretenir des relations constructives et collaboratives avec les autorités de réglementation, les décideurs et les clients afin d'assurer le succès à long terme des entreprises de services publics.

La consolidation du secteur, notamment aux États-Unis, se poursuit et entraîne une décroissance du nombre des entreprises de services publics détenues par des investisseurs. La consolidation s'explique par la baisse du coût du capital et la nécessité des entreprises de services publics de maintenir une croissance du bénéfice malgré une conjoncture caractérisée par une faible croissance des ventes. La solide feuille de route de la Société en matière d'acquisition et d'intégration réussies d'entreprises de services publics ainsi que son modèle d'autonomie la positionnent bien dans cet environnement.

Malgré les enjeux qui touchent le secteur des services publics, Fortis est en bonne situation pour profiter des occasions qu'ils apporteront. Sa structure décentralisée et sa culture axée sur la clientèle appuieront les efforts requis pour suivre l'évolution des attentes des clients et l'aideront à collaborer avec les décideurs et les autorités de réglementation pour établir des solutions que les sociétés de services publics auront les moyens d'appliquer. Ces relations seront essentielles au secteur pour faire face à cette évolution des problématiques et ainsi affronter les enjeux qui le touchent.

**Réglementation :** La réglementation représente le principal risque commercial de la Société. Chacune des entreprises de services publics de la Société est régie par l'organisme de réglementation du territoire où elle mène ses activités. Les relations avec les organismes de réglementation sont gérées à l'échelle locale. L'engagement pris par les sociétés de services publics de la Société de fournir un service sûr et fiable, de viser l'excellence opérationnelle, et de promouvoir des relations positives avec la clientèle et les organismes de réglementation est capital pour maintenir des rapports favorables avec les organismes de réglementation, obtenir le plein recouvrement des coûts et dégager des rendements concurrentiels pour les actionnaires de la Société.

En 2016, les entreprises de services publics de la Société ont réalisé d'importants progrès dans un bon nombre de principales instances réglementaires, assurant une stabilité à court terme pour les entreprises de services publics. En plus des procédures décrites ci-après, des instances générales sur le coût du capital se sont conclues en Colombie-Britannique et en Alberta au cours du deuxième semestre de 2016.

En février 2017, l'ACC a émis une ordonnance tarifaire à l'égard de la demande tarifaire générale déposée par TEP en novembre 2015. Cette demande est fondée sur une année témoin historique correspondant à l'exercice clos le 30 juin 2015. L'ordonnance tarifaire a approuvé les tarifs applicables le 1<sup>er</sup> mars 2017 ou avant. Les dispositions de l'ordonnance tarifaire comprennent, mais sans s'y limiter, une hausse des produits tirés des tarifs de base non liés au combustible de 81,5 millions \$ US, un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires approuvé de 9,75 % et une composante actions ordinaires de la structure du capital d'environ 50 %.

En septembre 2016, ITC a reçu une ordonnance de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis relativement aux plaintes déposées par deux propriétaires tiers auprès de la FERC, lui demandant de déclarer qu'il n'est plus nécessaire que le taux de rendement des capitaux propres de base régional du Midcontinent Independent System Operator (« MISO ») pour tous les propriétaires de ligne de transport du MISO, dont les entreprises de services publics réglementés d'ITC qui sont membres du MISO, revête un caractère juste et raisonnable. Les deux plaintes couvrent la période de novembre 2013 à mai 2016. Quant à la première plainte, sur l'ordonnance de la FERC établit le taux de rendement des capitaux propres de base à 10,32 %, plafonnant le rendement des capitaux propres à 11,35 %, et a déterminé que ces taux devaient être utilisés prospectivement jusqu'à ce que de nouveaux taux soient établis à l'égard de la deuxième plainte. En juin 2016, le juge administratif en chef a rendu une première décision pour la deuxième plainte, recommandant un taux de rendement des capitaux propres de base de 9,70 % et un plafond du rendement des capitaux propres à 10,68 %. Cette décision constitue une recommandation pour la FERC. Une décision de la FERC à l'égard de la deuxième plainte est attendue en 2017.

# Rapport de gestion

Les entreprises de services publics exercent activement leurs obligations envers tous leurs organismes de réglementation actuels et s'attachent à maintenir des relations constructives avec les organismes de réglementation pour ce qui est du processus décisionnel.

Pour une analyse approfondie des principales décisions et demandes réglementaires et du risque lié à la réglementation, voir les rubriques « Faits saillants en matière de réglementation » et « Gestion des risques d'affaires » du présent rapport de gestion.

**Programme d'investissement et augmentation de la base tarifaire :** La base tarifaire réglementée de mi-exercice de 2016 de la Société était de 24,3 milliards \$, y compris ITC. Pour la période de cinq exercices allant jusqu'en 2021, le programme d'investissement de la Société devrait s'établir à environ 13 milliards \$. L'investissement dans des infrastructures énergétiques devrait faire augmenter la base tarifaire, qui avoisinera 30 milliards \$ en 2021, et générer un taux de croissance annuel composé de la base tarifaire sur cinq ans d'environ 4 %. Le taux de croissance annuel composé de la base tarifaire sur trois ans jusqu'en 2019 devrait être supérieur à 5 %, ce qui tient compte d'une plus grande enveloppe de dépenses en immobilisations pour les trois prochains exercices. Fortis prévoit que ces investissements favoriseront la croissance du bénéfice et des dividendes.

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

**Accès à des capitaux et à des liquidités :** Les entreprises de services publics réglementés de la Société ont besoin d'un accès ininterrompu à des capitaux à long terme pour financer les investissements dans l'infrastructure nécessaire pour fournir le service aux clients. Les capitaux à long terme requis pour mener à bien les programmes d'investissement des entreprises de services publics sont essentiellement mobilisés au niveau des entreprises dont les services sont réglementés. Les entreprises de services publics réglementés émettent habituellement des titres de créance selon des termes allant de 5 à 40 ans. Au 31 décembre 2016, presque 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 chiffrent à environ 680 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 6,0 milliards \$, dont quelque 3,7 milliards \$ étaient inutilisés au 31 décembre 2016. Étant donné leurs notations et leur structure du capital prudente actuelles, la Société et ses filiales prévoient conserver un accès raisonnable à des capitaux à long terme en 2017.

**Hausse du dividende :** Le dividende par action ordinaire versé en 2016 a augmenté, atteignant 1,53 \$. En 2016, Fortis a haussé de presque 7 % le dividende trimestriel par action ordinaire, le portant à 0,40 \$ par trimestre, ou 1,60 \$ sur une base annualisée. Ainsi, la Société poursuit sa tradition de hausse du dividende annualisé versé aux actionnaires ordinaires pour une 43<sup>e</sup> année de suite, un record pour une société ouverte au Canada.

Fortis a aussi prolongé sa prévision pour le dividende, visant jusqu'en 2021 une croissance annuelle moyenne du dividende par action ordinaire de 6 %. Cette prévision tient compte de plusieurs facteurs, y compris la prévision d'issues raisonnables pour les instances réglementaires visant ses sociétés de services publics, le succès de son programme d'investissement de 13 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.

## ÉLÉMENTS IMPORTANTS

**Acquisition d'ITC :** Le 14 octobre 2016, Fortis et GIC ont fait l'acquisition de la totalité des actions ordinaires en circulation d'ITC, pour un prix d'acquisition global d'environ 11,8 milliards \$ US (15,7 milliards \$) à la clôture, y compris la dette consolidée d'ITC d'environ 4,8 milliards \$ US (6,3 milliards \$) à la juste valeur. ITC est dorénavant une filiale de Fortis, et une société affiliée de GIC détient une participation minoritaire de 19,9 % dans ITC. Pour obtenir des renseignements supplémentaires sur ITC, voir la rubrique « Résultats d'exploitation sectoriels – Entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis » du présent rapport de gestion.

Selon les modalités de la transaction, les actionnaires d'ITC ont reçu 22,57 \$ US en espèces et 0,7520 action ordinaire de Fortis contre chaque action d'ITC, ce qui représente une contrepartie totale d'environ 7,0 milliards \$ US (9,4 milliards \$). La contrepartie nette au comptant a totalisé environ 3,5 milliards \$ US (4,7 milliards \$) et a été financée au moyen : i) du produit net de l'émission de billets non garantis d'un capital de 2,0 milliards \$ US en octobre 2016; ii) du produit net de la prise d'une participation minoritaire de GIC d'un capital de 1,228 milliard \$ US, qui comprend un billet d'actionnaire de 199 millions \$ US; et iii) de prélèvements d'environ 404 millions \$ US (535 millions \$) aux termes de la facilité de crédit-relais à terme de premier rang non garantie et non renouvelable de la Société. Le 14 octobre 2016, environ 114,4 millions d'actions ordinaires de Fortis ont été émises aux actionnaires d'ITC, ce qui représente une contrepartie en actions d'environ 3,5 milliards \$ US (4,7 milliards \$), montant fondé sur le cours de clôture de 40,96 \$ l'action ordinaire de Fortis et le taux de change de clôture de 1,00 \$ US = 1,32 \$ CA en date du 13 octobre 2016. Le financement de l'acquisition était structuré de manière à permettre à Fortis de conserver des notations financières de première qualité.

Les actionnaires de Fortis et d'ITC ont approuvé l'acquisition lors des assemblées des actionnaires tenues respectivement en mai et juin 2016. Toutes les approbations requises pour l'acquisition sollicitées auprès des organismes de réglementation, étatiques et fédéraux ont été reçues avant la clôture. Dans le cadre de l'acquisition, le 17 mai 2016, Fortis s'est inscrite auprès de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis et, le 14 octobre 2016, son action ordinaire a commencé à être négociée à la Bourse de New York. Les actions de Fortis resteront cotées à la Bourse de Toronto.

# Rapport de gestion

Des charges liées à l'acquisition totalisant 118 millions \$ (90 millions \$ après impôts) ont été comptabilisées en résultat en 2016 (10 millions \$ en 2015 (7 millions \$ après impôts)). Pour obtenir des renseignements supplémentaires sur les charges liées à l'acquisition, voir la rubrique « Résultats d'exploitation sectoriels – Siège social et autres » du présent rapport de gestion. Le bénéfice d'ITC à partir de la date d'acquisition a diminué de 21 millions \$ US (27 millions \$) en raison des charges après impôts associées à l'accélération de l'acquisition des droits relatifs aux attributions d'actions à titre de rémunération à base d'actions par suite de l'acquisition, dont la quote-part de la Société s'est élevée à 17 millions \$ US (22 millions \$).

**Acquisition de l'installation de stockage de gaz Aitken Creek :** Le 1<sup>er</sup> avril 2016, Fortis a fait l'acquisition d'Aitken Creek auprès de Chevron Canada Properties Ltd. pour environ 349 millions \$ (266 millions \$ US), plus le coût des stocks de gaz fonctionnels. Le prix d'acquisition net au comptant a été financé initialement au moyen d'emprunts libellés en dollars américains sur la facilité de crédit renouvelable confirmée de la Société.

ACGS détient une participation de 93,8 % dans Aitken Creek, la participation restante étant détenue par BP Canada Energy Company. Aitken Creek est la seule installation de stockage souterrain de gaz en Colombie-Britannique, avec une capacité totale de 77 milliards de pieds cubes. L'installation fait partie intégrante du réseau de transport de gaz naturel de l'Ouest canadien. ACGS détient également 100 % du site de stockage de gaz North Aitken Creek, qui offre une possibilité de croissance future. Les résultats financiers d'ACGS ont été inclus dans les états financiers consolidés de la Société à compter de la date d'acquisition.

## SOMMAIRE DES FAITS SAILLANTS FINANCIERS

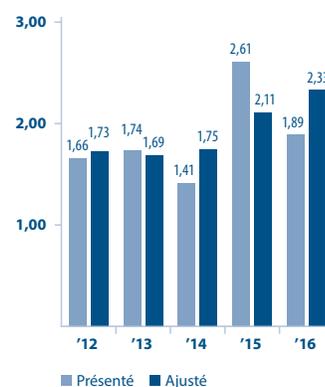
Pour les exercices clos les 31 décembre	2016	2015	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	<b>585</b>	728	(143)
Résultat de base par action ordinaire (\$)	<b>1,89</b>	2,61	(0,72)
Résultat de base par action ordinaire ajusté (\$) <sup>1</sup>	<b>2,33</b>	2,11	0,22
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions \$)	<b>308,9</b>	278,6	30,3
Flux de trésorerie d'exploitation (en milliards \$)	<b>1,9</b>	1,7	0,2
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	<b>1,53</b>	1,40	0,13
Ratio dividendes/bénéfice (%)	<b>81,0</b>	53,6	27,4
Total de l'actif (en milliards \$)	<b>47,9</b>	28,8	19,1
Dépenses en immobilisations brutes (en milliards \$)	<b>2,1</b>	2,2	(0,1)
Actions ordinaires émises dans le cadre de l'acquisition d'entreprise (en milliards \$)	<b>4,7</b>	–	4,7
Placement de titres de créance à long terme (en milliards \$)	<b>4,1</b>	1,0	3,1

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

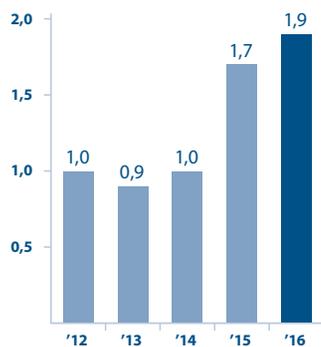
**Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires :** Fortis a dégagé un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 585 millions \$ en 2016, contre 728 millions \$ en 2015. Les résultats reflètent l'acquisition d'ITC en 2016, y compris les charges liées à l'acquisition, et les gains sur la vente d'actifs non essentiels en 2015. Sur une base ajustée, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2016 a été de 721 millions \$, en hausse de 132 millions \$, ou d'environ 22 %, par rapport à celui de 2015. Cette hausse s'explique par l'acquisition d'ITC, une solide performance de la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société, la contribution d'Aitken Creek et l'effet de change favorable lié aux bénéfices libellés en dollars américains. Un rapprochement du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté et du bénéfice par action ordinaire ajusté est présenté à la rubrique « Résultats d'exploitation consolidés » du présent rapport de gestion.

**Bénéfice de base par action ordinaire :** Le bénéfice de base par action ordinaire a été de 1,89 \$ en 2016 comparativement à 2,61 \$ en 2015. Sur une base ajustée, le bénéfice de base par action ordinaire a été de 2,33 \$ pour 2016, en hausse de 0,22 \$, ou 10 %, par rapport à celui de 2015. L'augmentation découle principalement de l'effet relatif de l'acquisition d'ITC en octobre 2016, compte tenu de l'incidence des frais financiers liés à l'acquisition et de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. L'incidence des autres éléments susmentionnés sur le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté a été contrebalancée en partie par une augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation associée au régime de réinvestissement des dividendes et au régime d'achat d'actions de la Société.

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



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

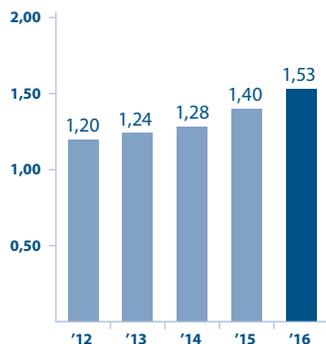


**Flux de trésorerie d'exploitation :** Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont atteint 1,9 milliard \$ pour 2016, soit une hausse de 0,2 milliard \$, ou 13 %, par rapport à ceux de 2015. Cette hausse découle surtout de l'augmentation des flux de trésorerie des entreprises de services publics réglementés, attribuable à l'acquisition d'ITC, en partie contrebalancée par les charges liées à l'acquisition de la Société. Les variations favorables dans les comptes de report réglementaires à long terme ont été en partie contrebalancées par des variations défavorables du fonds de roulement.

**Dividendes :** Le dividende par action ordinaire versé en 2016 a augmenté, atteignant 1,53 \$, soit une hausse de 9 % par rapport à 1,40 \$ en 2015. En 2016, Fortis a haussé de presque 7 % le dividende trimestriel par action ordinaire, le portant à 0,40 \$ par trimestre. Le ratio dividendes/bénéfice de la Société a été de 81,0 % en 2016 en regard de 53,6 % en 2015. Sur une base ajustée, le ratio dividendes/bénéfice a été de 65,7 % en 2016 en regard de 66,4 % en 2015.

**Total de l'actif :** Le total de l'actif a augmenté de 66 % pour s'établir à environ 47,9 milliards \$ à la fin de 2016 contre environ 28,8 milliards \$ à la fin de 2015. Le total des actifs a augmenté en raison de l'acquisition d'ITC en octobre 2016 et des investissements continus dans l'infrastructure énergétique, faits dans le cadre des programmes d'investissement des entreprises de services publics réglementés et de l'acquisition d'Aitken Creek, le tout en partie neutralisé par l'effet de change défavorable à la conversion des actifs libellés en dollars américains.

## Dividendes versés par action ordinaire (\$)



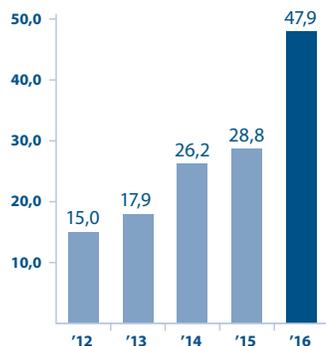
**Dépenses en immobilisations brutes :** Les dépenses en immobilisations consolidées, avant les contributions de la clientèle, se sont élevées à 2,1 milliards \$ en 2016 en regard de 2,2 milliards \$ en 2015. Les dépenses en immobilisations consolidées en 2016 ont été plus élevées que la prévision de 1,9 milliard \$ de la Société. Le dépassement de la prévision de dépenses en immobilisations s'explique par l'inclusion des dépenses en immobilisations d'ITC à partir de la date d'acquisition. 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 :** En octobre 2016, pour financer une tranche de l'acquisition d'ITC, la Société a émis environ 114,4 millions d'actions ordinaires aux actionnaires d'ITC, ce qui représente une contrepartie en actions d'environ 4,7 milliards \$ (3,5 milliards \$ US). La contrepartie nette au comptant a totalisé environ 4,7 milliards \$ (3,5 milliards \$ US) et a été financée au moyen : i) du produit net de l'émission de billets non garantis d'un capital de 2,0 milliards \$ US en octobre 2016; ii) du produit net de la prise d'une participation minoritaire de GIC d'un capital de 1,228 milliard \$ US, qui comprend un billet d'actionnaire de 199 millions \$ US; et iii) de prélèvements d'environ 404 millions \$ US (535 millions \$) aux termes de la facilité de crédit-relais à terme de premier rang non garantie et non renouvelable de la Société.

En plus du financement associé à l'acquisition d'ITC, la Société et ses entreprises de services publics réglementés ont mobilisé plus de 1,5 milliard \$ en contractant une dette à long terme en 2016, à l'appui essentiellement des investissements dans les infrastructures énergétiques, y compris l'acquisition d'Aitken Creek en avril 2016, et des remboursements réguliers sur la dette. En septembre 2016, la Société a racheté la totalité des actions privilégiées de premier rang de série E pour un montant de 200 millions \$.

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.

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



## RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2016	2015	Écart
Produits d'exploitation	<b>6 838</b>	6 757	81
Coûts de l'approvisionnement énergétique	<b>2 341</b>	2 591	(250)
Charges d'exploitation	<b>2 031</b>	1 874	157
Amortissements	<b>983</b>	873	110
Autres revenus (charges), montant net	<b>53</b>	197	(144)
Frais financiers	<b>678</b>	553	125
Charge d'impôts sur les bénéfices	<b>145</b>	223	(78)
Bénéfice net	<b>713</b>	840	(127)
Bénéfice net attribuable aux :			
Participations ne donnant pas le contrôle	<b>53</b>	35	18
Actionnaires privilégiés	<b>75</b>	77	(2)
Actionnaires ordinaires	<b>585</b>	728	(143)
Bénéfice net	<b>713</b>	840	(127)

### Produits d'exploitation

La hausse des produits d'exploitation s'explique par l'acquisition d'ITC en octobre 2016, la contribution d'Aitken Creek et l'effet de change favorable lié aux produits d'exploitation libellés en dollars américains. L'augmentation a été en partie neutralisée par la diminution des produits tirés des activités autres que de services publics en raison de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers en 2015 et par le transfert dans les tarifs facturés aux clients de la baisse globale des coûts de l'approvisionnement énergétique.

### Coûts de l'approvisionnement énergétique

La diminution des coûts de l'approvisionnement énergétique est surtout attribuable à la baisse générale des coûts d'achat de produits de base. La diminution a été contrebalancée en partie par les coûts de l'approvisionnement énergétique d'Aitken Creek et par l'effet de change défavorable lié à la conversion des coûts de l'approvisionnement énergétique libellés en dollars américains.

### Charges d'exploitation

L'augmentation des charges d'exploitation est surtout attribuable à l'acquisition d'ITC, y compris les charges liées à l'acquisition, aux charges d'exploitation d'Aitken Creek, à l'effet de change défavorable lié à la conversion des charges d'exploitation libellées en dollars américains et aux hausses générales dues à l'inflation et aux dépenses liées au personnel. L'augmentation a été en partie neutralisée par la baisse des charges d'exploitation des activités autres que de services publics du fait de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers en 2015.

### Amortissements

L'augmentation des amortissements s'explique surtout par l'acquisition d'ITC, les investissements réguliers dans les infrastructures énergétiques des entreprises de services publics de la Société, les amortissements d'Aitken Creek et l'effet défavorable du change lié à la conversion des amortissements libellés en dollars américains. L'augmentation a été en partie annulée par une diminution des amortissements des actifs autres que de services publics en raison de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers en 2015.

### Autres revenus (charges), montant net

La diminution des autres revenus, déduction faite des charges, découle essentiellement du gain net d'environ 109 millions \$ (101 millions \$ après impôts), déduction faite des charges, provenant de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers en 2015 et d'un gain d'environ 56 millions \$ (32 millions \$ après impôts), déduction faite des charges et de l'effet de change, provenant de la vente d'actifs de production non réglementée en 2015.

### Frais financiers

L'augmentation des frais financiers est surtout attribuable à l'acquisition d'ITC, y compris les charges liées à l'acquisition qui se rapportent aux facilités de crédit liées à l'acquisition et aux swaps de taux d'intérêt conditionnels à la réalisation de la transaction de la Société et les intérêts débiteurs relatifs à l'émission de titres de créance réalisée pour finaliser le financement de l'acquisition. L'effet de change défavorable lié à la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars américains a également participé à l'augmentation.

### Charge d'impôts sur les bénéfices

La diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices s'explique essentiellement par une baisse du bénéfice avant impôts sur les bénéfices principalement attribuable aux charges liées à l'acquisition en 2016 et aux gains nets tirés de la vente des actifs d'immeubles commerciaux, des actifs hôteliers et de certains actifs de production non réglementée en 2015.

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

Fortis utilise des mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis en plus des mesures conformes aux PCGR des États-Unis, notamment le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté et le résultat de base par action ordinaire ajusté. La Société désigne ces mesures « mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » étant donné qu'elles ne sont pas prescrites par les PCGR des États-Unis ni présentées en conformité avec ces derniers.

La Société définit : i) 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 qui, selon la direction, aident les investisseurs à mieux évaluer les résultats d'exploitation; et ii) le résultat de base par action ordinaire ajusté comme le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Les mesures qui se comparent le plus aux mesures des PCGR des États-Unis relativement au bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté et au résultat de base par action ordinaire ajusté sont le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et le résultat de base par action ordinaire.

Le tableau qui suit présente un rapprochement des mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis, et chaque élément d'ajustement est analysé dans les résultats d'exploitation sectoriels de chaque secteur isolable. Les éléments d'ajustement n'ont pas de signification normalisée prescrite par les PCGR des États-Unis et ne sont pas considérés comme des mesures conformes aux PCGR des États-Unis. Par conséquent, ces éléments d'ajustement pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés.

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

Exercices clos les 31 décembre

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

	2016	2015	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	585	728	(143)
Éléments d'ajustement :			
ITC –			
Accélération de l'acquisition des droits relatifs aux attributions d'actions à titre de rémunération à base d'actions	22	–	22
UNS Energy –			
Remboursements au titre des ententes de transport ordonnés par la FERC	18	–	18
FortisAlberta –			
Ajustement des produits de suivi du capital pour 2013 et 2014	–	(9)	9
Activités non réglementées – infrastructures énergétiques –			
Gain à la vente d'actifs de production non réglementée	–	(32)	32
Perte latente sur la réévaluation à la valeur de marché des dérivés	6	–	6
Autres que de services publics –			
Gain net à la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers	–	(101)	101
Siège social et autres –			
Charges et honoraires liés à l'acquisition	90	7	83
Gain de change	–	(13)	13
Perte au règlement des questions d'expropriation	–	9	(9)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté	721	589	132
Résultat de base par action ordinaire ajusté (\$)	2,33	2,11	0,22
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	308,9	278,6	30,3

## Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté

L'augmentation du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté découle principalement de la contribution au bénéfice de 81 millions \$ d'ITC à partir de la date d'acquisition en octobre 2016. L'augmentation est également attribuable à : i) un solide rendement de la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société, particulièrement UNS Energy, en raison surtout du règlement des questions litigieuses relatives à l'unité 1 de Springerville, et Central Hudson, en raison de la hausse des produits tirés de la livraison, d'une hausse de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC ») de FortisBC Energy, et du solide rendement dans les Caraïbes; ii) l'effet de change favorable lié aux bénéfices libellés en dollars américains; et iii) la contribution d'Aitken Creek et la hausse du bénéfice de l'Expansion Waneta, dont la production a commencé au début d'avril 2015. L'augmentation a été en partie contrebalancée par : i) la hausse des charges du secteur Siège social et autres, liées surtout aux frais financiers associés à l'acquisition d'ITC; ii) la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers en 2015; et iii) la baisse du bénéfice de FortisAlberta du fait surtout d'une diminution de la consommation d'énergie moyenne et d'une hausse des charges d'exploitation.

## Résultat de base par action ordinaire ajusté

L'augmentation du résultat par action ordinaire ajusté découle principalement de l'effet relatif de l'acquisition d'ITC, compte tenu de l'incidence des frais financiers liés à l'acquisition et de l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. L'incidence des autres éléments susmentionnés sur le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté a été contrebalancée en partie par une augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation associée au régime de réinvestissement des dividendes et au régime d'achat d'actions de la Société.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION SECTORIELS

### Bénéfice net sectoriel attribuable aux actionnaires ordinaires

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2016	2015	Écart
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis</b>			
ITC	59	–	59
UNS Energy	199	195	4
Central Hudson	70	58	12
	<b>328</b>	253	75
<b>Entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité au Canada</b>			
FortisBC Energy	151	140	11
FortisAlberta	121	138	(17)
FortisBC Electric	54	50	4
Est du Canada	64	62	2
	<b>390</b>	390	–
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes</b>	<b>46</b>	34	12
Activités non réglementées – infrastructures énergétiques	60	77	(17)
Activités non réglementées – autres que de services publics	–	114	(114)
Siège social et autres	(239)	(140)	(99)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>585</b>	728	(143)

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

## ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS

La principale activité de la Société est la propriété et l'exploitation des entreprises de services publics réglementés. En 2016, le bénéfice tiré des services publics réglementés a représenté environ 93 % (92 %, en excluant les gains sur la vente d'actifs non essentiels en 2015) du bénéfice que la Société a tiré de ses secteurs opérationnels (en excluant les charges du secteur Siège social et autres). Le total des actifs réglementés correspondait à 97 % du total de l'actif de la Société au 31 décembre 2016 (96 % au 31 décembre 2015).

### Entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis s'est établi à 328 millions \$ en 2016 (253 millions \$ en 2015), soit environ 43 % (37 % en 2015) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. Le total de l'actif du secteur s'élevait à quelque 30,1 milliards \$ au 31 décembre 2016 (12,1 milliards \$ au 31 décembre 2015), ce qui représentait environ 65 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2016 (44 % au 31 décembre 2015). Ces hausses découlent de l'acquisition d'ITC.

#### ITC

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

Exercice clos le 31 décembre

Taux de change moyen \$ US / \$ CA<sup>2</sup>

Produits d'exploitation (en millions \$)

Bénéfice (en millions \$)

2016

1,34

334

59

<sup>1</sup> Les résultats financiers d'ITC sont à partir du 14 octobre 2016, date d'acquisition. Pour plus de renseignements sur l'acquisition d'ITC, voir la rubrique « Éléments importants – Acquisition d'ITC » du présent rapport de gestion. Les produits d'exploitation représentent la totalité d'ITC, alors que le bénéfice représente la participation conférant le contrôle de 80,1 % de la Société dans ITC et reflète les ajustements au prix d'achat consolidé.

<sup>2</sup> La monnaie de présentation d'ITC est le dollar américain. Le taux de change moyen \$ US / \$ CA est à partir de la date d'acquisition.

##### Produits d'exploitation

ITC dégage la majorité de ses produits des services de transport, de planification, de contrôle et de distribution qu'elle fournit par l'entremise de ses réseaux de transport à ses clients et à d'autres entités qui fournissent de l'électricité aux utilisateurs finaux. Les produits d'exploitation se sont établis à 250 millions \$ US (334 millions \$) depuis la date d'acquisition. Sur une base annuelle, les produits d'exploitation ont été de 1 125 millions \$ US en 2016, comparativement à 1 045 millions \$ US en 2015. Les produits d'exploitation pour les deux exercices ont diminué en raison de la comptabilisation d'un passif au titre de remboursement, attribuable surtout à la plainte liée au taux de rendement des capitaux propres de base, qui a totalisé 80 millions \$ US en 2016 et 115 millions \$ US en 2015. Le passif au titre de remboursement pour les deux exercices incluait des montants de périodes antérieures. Compte non tenu de l'incidence du passif au titre de remboursement, les produits d'exploitation d'ITC ont augmenté de 45 millions \$ US, fait de la hausse des produits d'exploitation tirés des réseaux et des produits d'exploitation tirés du partage des coûts régionaux, en raison surtout de la croissance de la base tarifaire.

## Bénéfice

La contribution aux bénéfices d'ITC s'est élevée à 44 millions \$ US (59 millions \$) à partir de la date d'acquisition. Le bénéfice d'ITC à partir de la date d'acquisition a été diminué de 21 millions \$ US (27 millions \$) de charges après impôts associées à l'accélération de l'acquisition des droits relatifs aux attributions d'actions de la Société à titre de rémunération à base d'actions par suite de l'acquisition, dont la quote-part de la Société s'est élevée à 17 millions \$ US (22 millions \$).

Sur une base annuelle, le bénéfice d'ITC a été de 246 millions \$ US en 2016, comparativement à 242 millions \$ US en 2015. Le bénéfice pour 2016 a été diminué de 69 millions \$ US de charges liées à l'acquisition après impôts, y compris l'accélération de l'acquisition des droits relatifs aux attributions d'actions de la Société à titre de rémunération à base d'actions, comme mentionné ci-dessus. Compte non tenu des charges liées à l'acquisition, le bénéfice d'ITC a augmenté de 73 millions \$ US. L'augmentation découle de la croissance de la base tarifaire, de la hausse de la PFUPC et de la diminution de la charge d'impôts.

## UNS Energy

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2016	2015	Écart
Taux de change moyen \$ US / \$ CA <sup>1</sup>	1,33	1,28	0,05
Ventes d'électricité (en gigawattheures (« GWh »))	14 387	15 366	(979)
Volumes de gaz (en pétajoules (« PJ »))	13	13	–
Produits d'exploitation (en millions \$)	2 002	2 034	(32)
Bénéfice (en millions \$)	199	195	4

<sup>1)</sup> La monnaie de présentation d'UNS Energy est le dollar américain.

### Ventes d'électricité et volumes de gaz

La baisse des ventes d'électricité découle principalement de la diminution des ventes au détail dans les zones minières et des ventes en gros d'électricité à court terme en raison de l'incidence des prix moins favorables des produits de base par rapport à 2015. La plus grande partie des ventes en gros à court terme sont transférées à la clientèle et n'ont aucune incidence sur le bénéfice. Les volumes de gaz ont été comparables à ceux de 2015.

### Produits d'exploitation

La diminution des produits d'exploitation s'explique surtout par le transfert à la clientèle d'une baisse des coûts de l'électricité achetée et des coûts de combustible, la diminution des ventes au détail dans les zones minières, la baisse des ventes en gros d'électricité à court terme et les remboursements d'environ 29 millions \$ (22 millions \$ US), ou 18 millions \$ (13 millions \$ US) après impôts, ordonnés par la FERC au titre des coûts de transport. La diminution a été en partie neutralisée par des effets de change favorables de 47 millions \$ liés à la conversion de produits libellés en dollars américains, 17 millions \$ (13 millions \$ US), ou 10 millions \$ (8 millions \$ US) après impôts, produits tirés du règlement de l'unité 1 de Springerville, et par la hausse des produits selon le mécanisme de recouvrement des coûts fixes irrécupérables.

## Bénéfice

L'augmentation du bénéfice s'explique essentiellement par le règlement de l'unité 1 de Springerville, la diminution de la charge d'impôts reportés, les effets de change favorables d'environ 6 millions \$ liés à la conversion de bénéfices libellés en dollars américains et la hausse des produits selon le mécanisme de recouvrement des coûts fixes irrécupérables. L'augmentation a été en partie contrebalancée par les remboursements ordonnés par la FERC au titre des coûts de transport et la hausse des charges d'exploitation et des amortissements.

## Central Hudson

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2016	2015	Écart
Taux de change moyen \$ US / \$ CA <sup>1</sup>	1,33	1,28	0,05
Ventes d'électricité (GWh)	5 112	5 132	(20)
Volumes de gaz (PJ)	24	24	–
Produits d'exploitation (en millions \$)	849	880	(31)
Bénéfice (en millions \$)	70	58	12

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

### Ventes d'électricité et volumes de gaz

La baisse des ventes d'électricité s'explique principalement par la baisse de la consommation moyenne entraînée par les variations de température, en partie contrebalancée par l'accélération de la facturation aux clients par suite de la décision de l'organisme de réglementation d'approuver le passage à une facturation mensuelle à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2016. Les volumes de gaz ont été comparables à ceux de 2015.

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 importante sur les produits et le bénéfice.

## Produits d'exploitation

La diminution des produits d'exploitation découle principalement du recouvrement auprès des clients de coûts d'achat de produits de base moins élevés, attribuables surtout à une baisse globale des prix de gros et à l'effet des incitatifs d'efficacité énergétique obtenus au cours du premier semestre de 2015 par suite de l'atteinte de cibles d'économie d'énergie établies par l'organisme de réglementation. La diminution a été contrebalancée en partie par une hausse des produits tirés de la livraison en raison des augmentations des tarifs d'électricité de base entrées en vigueur les 1<sup>er</sup> juillet 2016 et 2015 et un effet de change favorable d'environ 20 millions \$ lié à la conversion des produits libellés en dollars américains.

## Bénéfice

L'augmentation du bénéfice s'explique essentiellement par la hausse des produits tirés de la livraison, les effets de change favorables d'environ 5 millions \$ liés à la conversion de bénéfices libellés en dollars américains et le recul des charges d'exploitation. L'augmentation du bénéfice a été en partie annulée par les incitatifs d'efficacité énergétique obtenus au cours du premier semestre de 2015, comme mentionné ci-dessus.

## Entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité au Canada

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité au Canada s'est établi à 390 millions \$ en 2016 (390 millions \$ en 2015), soit environ 51 % (58 % en 2015) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. Le total de l'actif du secteur s'élevait à quelque 14,8 milliards \$ au 31 décembre 2016 (14,2 milliards \$ au 31 décembre 2015), ce qui représente environ 32 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2016 (52 % au 31 décembre 2015). La diminution en pourcentage du bénéfice tiré des activités réglementées et des actifs réglementés comparativement à ceux de 2015 est attribuable à l'acquisition d'ITC.

### FortisBC Energy

#### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2016	2015	Écart
Volumes de gaz (PJ)	197	186	11
Produits d'exploitation (en millions \$)	1 151	1 295	(144)
Bénéfice (en millions \$)	151	140	11

#### Volumes de gaz

L'augmentation des volumes de gaz est principalement attribuable à la croissance de la clientèle, une hausse de la consommation moyenne des clients des secteurs résidentiel et commercial en 2016 en raison du temps plus froid et une hausse des volumes destinés aux clients du secteur des transports en raison de la conversion au gaz naturel de certains de ces clients plutôt qu'à d'autres combustibles.

## Produits d'exploitation

La diminution des produits d'exploitation est surtout attribuable à la baisse du coût du gaz naturel facturé à la clientèle, contrebalancée en partie par une hausse des tarifs facturés aux clients, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2016, et des volumes de gaz plus élevés.

## Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est attribuable principalement à l'augmentation de la PFUPC associée aux travaux d'agrandissement de l'usine de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Tilbury (l'« agrandissement de l'usine de GNL de Tilbury ») et aux économies réalisées à l'égard des charges d'exploitation, déduction faite du mécanisme de partage des bénéfices. Du fait des mécanismes de report réglementaires, les variations des niveaux de consommation et du coût du gaz naturel n'ont pas une incidence importante sur le bénéfice.

### FortisAlberta

#### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2016	2015	Écart
Livraisons d'énergie (GWh)	16 788	17 132	(344)
Produits d'exploitation (en millions \$)	572	563	9
Bénéfice (en millions \$)	121	138	(17)

#### Livraisons d'énergie

La diminution des livraisons d'énergie a pour causes principales la baisse de la consommation moyenne par les clients du secteur du pétrole et du gaz, amenée par la chute des prix du pétrole et du gaz, et la diminution de la consommation moyenne des clients des secteurs résidentiel et commercial et du secteur de l'irrigation, due surtout aux changements dans les conditions météorologiques. La diminution a été contrebalancée en partie par la hausse des livraisons d'énergie aux clients du secteur résidentiel attribuable à la croissance du nombre de clients.

## Produits d'exploitation

Étant donné qu'une tranche importante des produits d'exploitation tirés de la distribution pour FortisAlberta est le fait de déterminants de facturation fixes ou en grande partie fixes, la variation des quantités d'énergie livrées n'est pas en parfaite corrélation avec la variation des produits d'exploitation. Les produits d'exploitation sont fonction de nombreuses variables, dont plusieurs ne dépendent pas des livraisons réelles d'énergie.

L'augmentation des produits d'exploitation est attribuable à une hausse des tarifs facturés aux clients, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2016, fondée sur un facteur inflation-productivité combiné de 0,9 %, à une croissance du nombre de clients et à une hausse des produits attribuable aux coûts devant être transférés aux clients. L'augmentation a été en partie contrebalancée par l'incidence d'un ajustement positif de 9 millions \$ des produits comptabilisés en 2015 dans le compte de suivi du capital relativement aux exercices 2013 et 2014, par une diminution de la consommation moyenne et par un ajustement négatif de 3 millions \$ des produits comptabilisés dans le compte de suivi du capital par suite de l'issue de l'instance générale relative au coût du capital pour 2016 en Alberta.

## Bénéfice

La baisse du bénéfice est attribuable surtout à l'incidence de l'ajustement positif de 9 millions \$ des produits comptabilisés dans le compte de suivi du capital au premier semestre de 2015, à une diminution de la consommation d'énergie moyenne et à une augmentation des charges d'exploitation. La baisse a été en partie contrebalancée par la croissance de la base tarifaire, atténuée par l'incidence de l'instance générale sur le coût du capital pour 2016 et par la croissance du nombre de clients.

## FortisBC Electric

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2016	2015	Écart
Ventes d'électricité (GWh)	3 119	3 116	3
Produits d'exploitation (en millions \$)	377	360	17
Bénéfice (en millions \$)	54	50	4

## Ventes d'électricité

Les ventes d'électricité ont été comparables à celles de 2015.

## Produits d'exploitation

L'augmentation des produits d'exploitation est attribuable à des hausses des tarifs d'électricité de base et aux ventes de l'excédent de capacité. Les produits d'exploitation ont aussi été renforcés par une hausse de la contribution des services non réglementés d'exploitation, de maintenance et de gestion associés à l'Expansion Waneta.

## Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est attribuable surtout à la hausse des bénéfices de services non réglementés d'exploitation, de maintenance et de gestion ainsi qu'à la croissance de la base tarifaire.

## Entreprises de services publics d'électricité dans l'est du Canada

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2016	2015	Écart
Ventes d'électricité (GWh)	8 374	8 403	(29)
Produits d'exploitation (en millions \$)	1 063	1 033	30
Bénéfice (en millions \$)	64	62	2

## Ventes d'électricité

La diminution des ventes d'électricité s'explique principalement par la baisse de la consommation moyenne par les clients du secteur résidentiel dans toutes les régions, attribuable surtout au temps plus chaud. La diminution a été en partie contrebalancée par l'augmentation du nombre de clients à Terre-Neuve.

## Produits d'exploitation

L'augmentation des produits d'exploitation tient surtout au transfert dans les tarifs d'électricité facturés aux clients de la hausse des coûts de l'approvisionnement énergétique de Newfoundland Power et de FortisOntario, contrebalancé en partie par la baisse des ventes d'électricité.

## Bénéfice

L'augmentation du bénéfice se rattache surtout à la croissance de la base tarifaire et à la baisse, par rapport aux prévisions, des charges à Newfoundland Power, et la baisse des frais de développement d'affaires pour FortisOntario. L'augmentation a été en partie contrebalancée par la diminution du RCP autorisé pour Newfoundland Power, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2016, et la baisse des ventes d'électricité.

## Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes

Le bénéfice des entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes s'est établi à 46 millions \$ en 2016 (34 millions \$ en 2015), soit environ 6 % (5 % en 2015) du bénéfice total que la Société a tiré des activités réglementées. Le total de l'actif du secteur s'élevait à quelque 1,3 milliard \$ au 31 décembre 2016 (1,3 milliard \$ au 31 décembre 2015), ce qui représentait environ 3 % du total des actifs réglementés de la Société au 31 décembre 2016 (4 % au 31 décembre 2015).

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2016	2015	Écart
Taux de change moyen \$ US / \$ CA <sup>1</sup>	1,33	1,28	0,05
Ventes d'électricité (GWh)	837	802	35
Produits d'exploitation (en millions \$)	301	321	(20)
Bénéfice (en millions \$)	46	34	12

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

### Ventes d'électricité

L'augmentation des ventes d'électricité est principalement attribuable à une augmentation du nombre de clients par suite d'une amélioration de l'activité économique et aux températures généralement plus élevées enregistrées sur l'île Grand Caïman, qui ont fait augmenter la charge sollicitée pour les appareils de conditionnement de l'air.

### Produits d'exploitation

La baisse des produits d'exploitation est principalement imputable au transfert dans les tarifs d'électricité facturés aux clients de la baisse des coûts du carburant. Elle a été contrebalancée en partie par l'accroissement des ventes d'électricité et par un effet de change favorable d'environ 4 millions \$ lié à la conversion des produits d'exploitation libellés en dollars américains.

### Bénéfice

L'augmentation du bénéfice s'explique en grande partie par la quote-part du résultat de Belize Electricity, par un effet de change favorable d'environ 4 millions \$ lié à la conversion du bénéfice libellé en dollars américains et par la croissance des ventes d'électricité. L'augmentation a été en partie contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation et des amortissements.

## ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

### Activités non réglementées – infrastructures énergétiques

#### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre	2016	2015	Écart
Ventes d'énergie (GWh)	901	844	57
Produits d'exploitation (en millions \$)	193	107	86
Bénéfice (en millions \$)	60	77	(17)

### Ventes d'énergie

L'augmentation des ventes d'énergie découle surtout de l'Expansion Waneta, dont la production a commencé en avril 2015, et d'une hausse de la production au Belize. L'augmentation a été en partie annulée par une baisse des ventes d'énergie en raison de la vente d'actifs de production en 2015 et en février 2016.

### Produits d'exploitation

L'augmentation des produits d'exploitation s'explique par l'acquisition d'Aitken Creek et par la contribution pour un exercice complet de l'Expansion Waneta. L'incidence liée à la hausse de la production au Belize et l'effet de change favorable d'environ 1 million \$ lié à la conversion des produits d'exploitation libellés en dollars américains ont été en grande partie contrebalancés par la baisse des produits d'exploitation en raison de la vente d'actifs de production.

### Bénéfice

La diminution du bénéfice est principalement attribuable à des gains après impôts totalisant 32 millions \$ comptabilisés sur la vente d'actifs de production en 2015 et à la baisse du bénéfice attribuable à la vente d'actifs de production. Cette diminution a été en partie contrebalancée par la contribution de 9 millions \$ d'Aitken Creek, déduction faite d'une perte latente de 6 millions \$ après impôts résultant de la réévaluation à la valeur de marché des dérivés, par la contribution pour un exercice complet de l'Expansion Waneta, par une hausse de la production au Belize et par un effet de change favorable d'environ 1 million \$ lié à la conversion des bénéfices libellés en dollars américains.

## Activités non réglementées – autres que de services publics

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2016	2015	Écart
Produits d'exploitation	–	171	(171)
Bénéfice	–	114	(114)

### Produits d'exploitation

La diminution des produits d'exploitation s'explique par la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers en 2015.

### Bénéfice

La diminution du bénéfice s'explique par la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers en 2015. En 2015, un gain net d'environ 101 millions \$ après impôts avait été comptabilisé relativement à la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers.

## Siège social et autres

### Faits saillants financiers

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2016	2015	Écart
Produits d'exploitation	9	24	(15)
Charges d'exploitation	108	36	72
Amortissements	4	2	2
Autres produits (charges), montant net	–	2	(2)
Frais financiers	162	94	68
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(101)	(43)	(58)
	(164)	(63)	(101)
Dividendes sur actions privilégiées	75	77	(2)
<b>Charges nettes du secteur Siège social et autres</b>	<b>(239)</b>	<b>(140)</b>	<b>(99)</b>

Les charges nettes du secteur Siège social et autres ont été touchées par les éléments suivants :

- des charges liées à l'acquisition totalisant 118 millions \$ (90 millions \$ après impôts) en 2016 associées à ITC (10 millions \$ en 2015 (7 millions \$ après impôts)). Les charges liées à l'acquisition comprennent : i) des frais liés à la convention de placement, des honoraires juridiques, des honoraires de services-conseils et autres frais totalisant environ 79 millions \$ (62 millions \$ après impôts) en 2016 (10 millions \$ en 2015 (7 millions \$ après impôts)), compris dans les charges d'exploitation; et ii) des charges associées aux facilités de crédit liées à l'acquisition et aux swaps de taux d'intérêt conditionnels à la réalisation de la transaction de la Société d'environ 39 millions \$ (28 millions \$ après impôts) en 2016 (néant en 2015), comprises dans les frais financiers;
- un gain de change de 13 millions \$ en 2015, associé au précédent autre actif à long terme libellé en dollars américains de la Société qui représentait la valeur comptable de la participation expropriée dans Belize Electricity, qui était inclus dans les autres revenus;
- une perte de 9 millions \$ en 2015 se rapportant au règlement des questions d'expropriation relatives à l'investissement de la Société dans Belize Electricity, qui était incluse dans les autres revenus, déduction faite des charges.

Compte non tenu des éléments susmentionnés, les charges nettes du secteur Siège social et autres se sont établies à 149 millions \$ pour 2016, comparativement à 137 millions \$ pour 2015. L'augmentation est principalement attribuable à la hausse des frais financiers, à la baisse des produits d'exploitation et à l'augmentation des charges d'exploitation, en partie contrebalancée par une hausse du recouvrement d'impôts.

L'augmentation des frais financiers est surtout attribuable à l'acquisition d'ITC en octobre 2016. L'incidence de l'arrêt de la capitalisation des intérêts depuis l'achèvement de l'Expansion Waneta en avril 2015, les frais financiers associés à l'acquisition d'Aitken Creek en avril 2016 et l'effet de change défavorable associé à la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars américains ont également contribué à l'augmentation des frais financiers. La baisse des produits d'exploitation est due à la diminution des intérêts créditeurs d'apparentés, attribuable surtout à la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers en 2015. La hausse des charges d'exploitation s'explique essentiellement par une augmentation des charges liées à la rémunération, y compris la hausse des charges liées à la rémunération fondée sur des actions, découlant de l'appréciation du cours de l'action, des frais de développement des affaires, des hausses générales liées à l'inflation et des frais auxiliaires pour soutenir l'acquisition d'ITC et l'inscription de la Société à la Bourse de New York. La hausse a été en partie compensée par un don d'entreprise de 3 millions \$ (2 millions \$ après impôts) comptabilisé en 2015. La hausse du recouvrement d'impôts se rattache principalement à l'augmentation des charges nettes du secteur Siège social et autres et à la structure financière de la Société associée à l'acquisition d'ITC.

## FAITS SAILLANTS EN MATIÈRE DE RÉGLEMENTATION

Ci-après se trouvent les principales décisions et demandes réglementaires des entreprises de services publics de la Société pour 2016.

### ITC

#### *Plaintes liées au taux de rendement des capitaux propres de base*

Depuis 2013, deux propriétaires tiers ont déposé des plaintes auprès de la FERC, lui demandant de déclarer qu'il n'est plus nécessaire que le taux de rendement des capitaux propres de base régional du MISO pour tous les propriétaires de ligne de transport du MISO, dont ITC Transmission, METC et ITC Midwest, pour les périodes de novembre 2013 à février 2015 (la « période initiale de remboursement ») et de février 2015 à mai 2016 (la « deuxième période de remboursement ») revête un caractère juste ou raisonnable. En septembre 2016, la FERC a émis une ordonnance confirmant la première décision du juge administratif en chef portant sur la période initiale de remboursement et sur l'établissement d'un taux de rendement des capitaux propres de base pour la période initiale de remboursement de 10,32 % ainsi que d'un rendement des capitaux propres maximal de 11,35 %. De plus, les taux fixés dans l'ordonnance de septembre 2016 seront utilisés prospectivement à partir de la date de l'ordonnance jusqu'à ce qu'un nouveau taux soit approuvé pour la deuxième période de remboursement. En juin 2016, le juge administratif en chef a rendu une première décision pour la deuxième période de remboursement, laquelle recommandait un taux de rendement des capitaux propres de base de 9,70 % ainsi qu'un rendement des capitaux propres maximal de 10,68 %. Cette décision constitue une recommandation pour la FERC. Une décision de la FERC à l'égard de la deuxième période de remboursement est attendue en 2017. Le RCP de base pour les trois entreprises de services publics visées pour la période allant de mai 2016 à septembre 2016 était de 12,38 %, et tous les suppléments autorisés qui avaient été approuvés avant le dépôt des plaintes ont été perçus pendant cette période, jusqu'à un maximum de 13,88 %. Au 31 décembre 2016, la fourchette de remboursement estimée pour les deux périodes se situait entre 221 millions \$ US et 258 millions \$ US, et ITC a comptabilisé un passif réglementaire estimatif totalisant 258 millions \$ US. En février 2017, ITC a accordé des remboursements totalisant 119 millions \$ US, incluant les intérêts, relativement à la plainte initiale. Le passif réglementaire estimatif a été comptabilisé par ITC avant son acquisition par Fortis. Il est possible que l'issue de ces questions soit très différente de la fourchette de remboursement estimée.

#### *Contestations relatives aux amortissements de la prime*

En décembre 2015, une contestation a été déposée auprès de la FERC alléguant qu'ITC Midwest a, de manière déraisonnable et imprudente, choisi de refuser l'amortissement fiscal de la prime pour le calcul de sa charge fiscale fédérale, ce qui a entraîné une hausse des charges à l'égard des services de transport aux clients. En mars 2016, la FERC a prononcé une ordonnance obligeant ITC Midwest à recalculer ses besoins en revenus, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2015, comme si elle avait fait le choix de l'amortissement de la prime pour 2015. Bien que la FERC ait rejeté la contestation quant au choix d'ITC Midwest de refuser l'amortissement de la prime pour le calcul de sa charge fiscale passée ou future, les actionnaires peuvent contester toute décision d'ITC Midwest, ou de l'une des filiales réglementées en exploitation d'ITC, de refuser l'amortissement de la prime pour les exercices ultérieurs. Les états financiers d'ITC reflètent le choix de l'amortissement de la prime pour les années d'imposition 2015 et 2016, les incidences correspondantes sur les besoins en revenus pour 2015 et 2016 de ses filiales réglementées en exploitation, et l'obligation au titre du remboursement correspondante. L'incidence totale de l'application du choix de l'amortissement de la prime, comme mentionné, a entraîné une baisse des produits de 20 millions \$ US et une diminution du bénéfice net d'environ 12 millions \$ US pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, et une augmentation du passif d'impôts reportés de 109 millions \$ US et un montant correspondant d'impôts sur les bénéfices à recevoir de 12 millions \$ US au 31 décembre 2016. En outre, les choix susmentionnés ont donné lieu à un remboursement d'impôts sur les bénéfices de 128 millions \$ US, qui a été reçu en août 2016. Le choix de l'amortissement de la prime donnera lieu à une hausse des flux de trésorerie pour l'exercice où ce choix est fait ou les périodes ultérieures et à une réduction de la base tarifaire, qui entraînera une diminution des produits et du bénéfice net sur la durée de vie fiscale des actifs admissibles.

### UNS Energy

#### *Demande tarifaire générale*

En février 2017, l'ACC a émis une ordonnance tarifaire à l'égard de la demande tarifaire générale déposée par TEP en novembre 2015. Cette demande est fondée sur une année témoin historique correspondant à l'exercice clos le 30 juin 2015. L'ordonnance tarifaire pour 2017 a approuvé les nouveaux tarifs applicables le 1<sup>er</sup> mars 2017 ou avant. Les dispositions de l'ordonnance tarifaire pour 2017 comprennent, sans s'y limiter : i) une hausse des produits tirés des tarifs de base non liés au combustible de 81,5 millions \$ US, y compris 15 millions \$ US au titre des charges d'exploitation liées à la participation indivise de 50,5 % dans l'unité 1 de Springerville, qui a été acquise par TEP en septembre 2016; ii) un rendement de 7,04 % sur la base tarifaire au coût initial, y compris un rendement des capitaux propres de 9,75 % et un coût intégré de la dette à long terme de 4,32 %; iii) une composante actions ordinaires de la structure du capital d'environ 50 %; et iv) l'adoption des taux d'amortissement proposés qui reflètent la réduction de la durée d'amortissement de l'unité 1 de San Juan. Certains aspects de la DTG, y compris le tarif fondé sur les relevés des compteurs et le concept tarifaire visant les clients qui installent une technologie de production distribuée, ont été reportés jusqu'à la tenue d'une deuxième instance de révision des tarifs, qui devrait commencer au cours du premier semestre de 2017.

#### *Ordonnance de la FERC*

En 2015 et 2016, TEP a déclaré à la FERC qu'elle n'avait pas déposé en temps opportun certaines ententes relevant de la compétence de la FERC et a alors fait les dépôts requis aux fins de conformité, y compris plusieurs ententes de services de transport, la plupart conclues avant l'acquisition d'UNS Energy par Fortis en 2014, qui présentaient des écarts par rapport à la formule standard d'entente de services de TEP. En 2016, la FERC a émis deux ordonnances relativement au dépôt tardif des ententes de services de transport, obligeant TEP à effectuer des remboursements en fonction de la valeur temps aux parties aux ententes concernées. En 2016, TEP a versé des remboursements en fonction de la valeur temps bonifiés de 29 millions \$ (22 millions \$ US), ou 18 millions \$ (13 millions \$ US) après impôts, dont une tranche de 17 millions \$ US a été payée.

En juin 2016, afin de faire valoir ses droits, TEP a demandé à la Cour d'appel de circuit du District de Columbia de réviser l'ordonnance de remboursement. En janvier 2017, TEP et une des parties aux ordonnances relativement au dépôt tardif des ententes de services de transport ont conclu une entente à l'égard des remboursements en fonction de la valeur temps. En vertu de l'entente, en janvier 2017, la contrepartie a versé à TEP un montant de 8 millions \$ US, et TEP a rejeté l'appel avec préjudice. L'incidence de l'entente conclue sera comptabilisée au cours du premier trimestre de 2017. L'Office of Enforcement de la FERC examine encore le dossier, et la FERC pourrait imposer des amendes administratives à TEP, selon les résultats de cette revue. À l'heure actuelle, TEP ne peut prédire l'issue de ces démarches, ni l'échelle des pertes additionnelles, le cas échéant.

## **FortisBC Energy et FortisBC Electric**

### *Instance générale sur le coût du capital*

En octobre 2015, comme l'exigeait l'organisme de réglementation, FEI a déposé une demande de révision du RCP autorisé de référence pour 2016 et de la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital. En août 2016, la British Columbia Utilities Commission (« BCUC ») a rendu sa décision relativement à la demande de FEI, qui a confirmé la désignation de FEI comme entreprise de référence, et a établi que le RCP pour l'entreprise de référence serait maintenu à 8,75 % et que la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital serait maintenue à 38,5 %, dans les deux cas en date du 1<sup>er</sup> janvier 2016. Étant donné que FEI est l'entreprise de référence, le RCP autorisé de FortisBC Electric est aussi maintenu, dans ce cas, à 9,15 %.

## **FortisAlberta**

### *Demandes de suivi du capital*

En février 2016, l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») a rendu une décision relativement aux demandes d'ajustement des tarifs pour 2014 et de suivi du capital pour 2016 et 2017 de FortisAlberta, qui a donné lieu à un ajustement des produits comptabilisés dans le compte de suivi du capital de moins de 1 million \$. En janvier 2017, l'AUC a rendu sa décision relativement à la demande d'ajustement des tarifs pour 2015 de FortisAlberta, approuvant les produits comptabilisés dans le compte de suivi du capital comme dans la demande déposée, en attendant le dépôt de conformité déposé par la Société en février 2017.

En septembre 2016, l'AUC a approuvé le dépôt de conformité de FortisAlberta relatif à la décision rendue en février 2016 au sujet des produits comptabilisés dans le compte de suivi du capital, qui incluait l'approbation des produits comptabilisés dans le compte de suivi du capital de 71 millions \$ pour 2016 et de 90 millions \$ pour 2017. Les ajustements aux produits comptabilisés dans le compte de suivi du capital ont été pris en compte dans la demande tarifaire annuelle pour 2017 de FortisAlberta. Tout autre écart entre les produits comptabilisés dans le compte de suivi du capital entre 2015 et 2016 recouverts auprès de la clientèle et les dépenses en immobilisations réelles sera pris en compte dans les demandes pour 2017 aux fins de recouvrement ou du remboursement à même les tarifs facturés à la clientèle en 2018.

FortisAlberta a comptabilisé dans le compte de suivi du capital des produits de 59 millions \$ pour 2016, ce qui marque une baisse de 12 millions \$ par rapport aux 71 millions \$ approuvés dans le dépôt de conformité, qui reflète les dépenses en immobilisations réelles et les charges financières connexes par rapport à celles prévues et l'incidence de la décision issue de l'instance générale relative au coût du capital pour 2016, comme mentionné ci-après.

### *Instance générale sur le coût du capital*

En octobre 2016, l'AUC a rendu sa décision à l'égard de l'instance générale sur le coût du capital pour 2016 et 2017 de FortisAlberta. Ainsi, le RCP autorisé de FortisAlberta est demeuré à 8,30 % pour 2016 et augmentera pour passer à 8,50 % pour 2017. La composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital, quant à elle, a été établie à 37 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, soit une baisse par rapport au taux provisoirement approuvé de 40 %. L'incidence des changements au RCP autorisé et à la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital de FortisAlberta ne s'applique qu'à la partie de la base tarifaire qui est financée par les produits comptabilisés dans le compte de suivi du capital.

### *Instance en vue de la prochaine génération de TAR*

En décembre 2016, l'AUC a rendu une décision sur la façon dont les tarifs de distribution seront déterminés au cours de la deuxième période d'application de la TAR de cinq ans s'échelonnant de 2018 à 2022. Les paramètres de la deuxième période d'application de la TAR sont en général comparables à ceux de la première période d'application de la TAR, sauf : i) le facteur de productivité, qui est établi à 0,3 % pour la deuxième période d'application de la TAR, comparativement à 1,16 % pour la première période d'application de la TAR; et ii) le mécanisme du suivi du capital, qui sera remplacé par deux mécanismes de financement supplémentaire pour la deuxième période d'application de la TAR. Les mécanismes de financement supplémentaire comprendront un mécanisme de suivi du capital, semblable à celui de la première période d'application de la TAR pour le capital supplémentaire qui n'était pas inclus dans la base tarifaire de FortisAlberta, et un mécanisme K-bar, soumis annuellement dans le cadre de la demande tarifaire annuelle, pour la totalité du capital compris dans la base tarifaire initiale de FortisAlberta. L'AUC a enjoint aux entreprises de services publics de l'Alberta de déposer une demande de révision de tarifs en mars 2017 afin d'établir les besoins en revenus initiaux pour la deuxième période d'application de la TAR. Les besoins en question seront pris en compte pour déterminer les tarifs initiaux à utiliser dans la formule de la TAR appliquée pour établir les tarifs de distribution pour 2018. Une décision sur la demande est attendue au deuxième semestre de 2017.

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

En juin 2016, le Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities a émis une ordonnance relativement à la DTG pour 2016 et 2017 de Newfoundland Power, qui autorise les tarifs qui seront facturés aux clients à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2016. L'ordonnance, qui établit le coût du capital aux fins de l'établissement des tarifs pour la période de 2016 à 2018, a donné lieu à une diminution du RCP autorisé, le faisant passer de 8,80 % à 8,50 %, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, sur une composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital de 45 %. Newfoundland Power doit déposer sa prochaine DTG pour 2019 au plus tard le 1<sup>er</sup> juin 2018.

# Rapport de gestion

## Principales instances réglementaires

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

Entreprises de services publics réglementés	Demande/instance	Date du dépôt	Décision attendue
ITC	Deuxième plainte liée au taux de rendement des capitaux propres de base pour le MISO	Sans objet	2017

## SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Le tableau qui suit présente les principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2016 et le 31 décembre 2015. L'augmentation découlant d'ITC reflète les actifs nets acquis au 31 décembre 2016.

### Principaux mouvements survenus dans les bilans consolidés entre le 31 décembre 2016 et le 31 décembre 2015

Compte du bilan	Augmentation découlant d'ITC <i>(en millions \$)</i>	Autre augmentation (Diminution) <i>(en millions \$)</i>	Explication des autres augmentations/(diminutions)
Débiteurs et autres actifs à court terme	179	(16)	La diminution n'est pas importante.
Actifs réglementaires – à court et à long terme	390	11	L'augmentation n'est pas importante.
Immobilisations de services publics	8 608	1 134	L'augmentation est principalement attribuable aux dépenses en immobilisations de services publics et à l'acquisition d'Aitken Creek, en partie contrebalancée par l'amortissement et par l'effet de change de la conversion des immobilisations de services publics libellées en dollars américains.
Actifs incorporels	442	28	L'augmentation n'est pas importante.
Écart d'acquisition	8 246	(55)	La diminution n'est pas importante.
Emprunts à court terme	195	449	L'augmentation s'explique principalement par les prélèvements aux termes de la facilité de crédit-relais de la Société pour financer une partie de l'acquisition d'ITC, en partie contrebalancée par le remboursement des emprunts à court terme contractés par FortisBC Energy, à l'aide du produit net tiré de l'émission de titres de créance à long terme.
Créditeurs et autres passifs à court terme	364	187	L'augmentation est surtout attribuable à la hausse des dépôts des clients pour FortisBC Energy et à la hausse des dividendes à verser pour la Société, en raison de l'accroissement du nombre d'actions ordinaires en circulation. Une hausse des sommes dues pour les coûts de l'approvisionnement énergétique et une augmentation des montants à payer au titre des immobilisations de FortisBC Energy ont également contribué à cette augmentation.
Autres passifs	165	(38)	La diminution n'est pas importante.
Passifs réglementaires à court et à long terme	496	49	L'augmentation n'est pas importante.
Dette à long terme (y compris la tranche à court terme)	6 461	3 439	L'augmentation résulte surtout de l'émission de titres de créance à long terme par la Société pour financer une partie de l'acquisition d'ITC, l'acquisition d'Aitken Creek et le rachat des actions privilégiées de premier rang de série E. Les émissions de titres de créance à long terme par les entreprises de services publics, à l'appui essentiellement des investissements dans les infrastructures énergétiques, ont été en partie contrebalancées par des remboursements réguliers sur la dette et par l'effet de change de la conversion de la dette libellée en dollars américains.
Passifs d'impôts reportés	991	222	L'augmentation s'explique en grande partie par les écarts temporaires associés aux dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés et à l'acquisition d'Aitken Creek, en partie contrebalancée par les pertes imposables de la Société et par l'effet de change de la conversion des passifs d'impôts reportés libellés en dollars américains.
Capitaux propres (compte non tenu des participations ne donnant pas le contrôle)	–	4 717	L'augmentation découle de l'émission d'environ 114,4 millions d'actions ordinaires pour financer une partie de l'acquisition d'ITC. Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2016, diminué des dividendes déclarés sur les actions ordinaires, et l'émission d'actions ordinaires en vertu du régime de réinvestissement des dividendes, du régime d'achat d'actions à l'intention du personnel et du régime d'options sur actions de la Société ont contribué à cette augmentation. L'augmentation a été en partie contrebalancée par le rachat des actions privilégiées de premier rang de série E.
Participations ne donnant pas le contrôle	–	1 380	L'augmentation est essentiellement attribuable au produit net de la prise d'une participation minoritaire par GIC dans ITC.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

### Sommaire des flux de trésorerie consolidés

Le tableau qui suit présente les sources et les affectations des flux de trésorerie de la Société en 2016 par rapport à 2015, et est suivi d'une analyse de la nature des écarts dans les flux de trésorerie.

#### Sommaire des flux de trésorerie consolidés

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2016	2015	Écart
<b>Trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>242</b>	230	12
<b>Flux de trésorerie liés à ce qui suit :</b>			
Activités d'exploitation	<b>1 884</b>	1 673	211
Activités d'investissement	<b>(6 891)</b>	(1 368)	(5 523)
Activités de financement	<b>5 050</b>	(346)	5 396
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	<b>(16)</b>	53	(69)
<b>Trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>269</b>	242	27

**Activités d'exploitation :** Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation en 2016 ont augmenté de 211 millions \$ en regard de ceux de l'exercice 2015. Cette hausse découle surtout de l'augmentation des flux de trésorerie des entreprises de services publics réglementés, attribuable à l'acquisition d'ITC, en partie contrebalancée par les charges liées à l'acquisition de la Société. Les variations favorables dans les comptes de report réglementaires à long terme ont été en partie contrebalancées par des variations défavorables du fonds de roulement.

**Activités d'investissement :** Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2016 ont augmenté de 5 523 millions \$ en regard de ceux de l'exercice 2015. Cette augmentation découle de l'acquisition d'ITC en octobre 2016 pour une contrepartie nette au comptant d'environ 4,5 milliards \$ (3,5 milliards \$ US) et l'acquisition d'Aitken Creek en avril 2016 pour un prix d'achat net au comptant de 318 millions \$. Le produit reçu de la vente des actifs d'immeubles commerciaux, des actifs hôteliers et de certains actifs de production en 2015 d'environ respectivement 430 millions \$, 365 millions \$ et 77 millions \$ (63 millions \$ US) a également contribué à l'augmentation des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement.

Les dépenses en immobilisations de 2016 ont diminué de 182 millions \$ par rapport à celles de 2015, en raison surtout d'une diminution des dépenses en immobilisations d'UNS Energy, FortisBC Energy et FortisAlberta. La baisse des dépenses en immobilisations d'UNS Energy s'explique principalement par l'achat d'une participation additionnelle dans l'unité 1 de Springerville et celle d'installations de manutention de charbon précédemment louées en 2015, en partie contrebalancée par l'acquisition de la participation indivise de 50,5 % des propriétaires tiers dans l'unité 1 de Springerville pour 85 millions \$ US en 2016. La baisse des dépenses en immobilisations engagées par FortisBC Energy est due à l'agrandissement de l'usine de GNL de Tilbury, et la baisse chez FortisAlberta découle essentiellement de la baisse des contributions à l'Alberta Electric System Operator (« AESO ») et d'une réduction des investissements pour la croissance de la clientèle. La baisse des dépenses en immobilisations a été en partie contrebalancée par les investissements d'environ 167 millions \$ US faits par ITC à partir de la date d'acquisition.

**Activités de financement :** Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour 2016 ont augmenté de 5 396 millions \$ en regard de ceux de l'exercice 2015. L'augmentation découle surtout des activités de financement liées à l'acquisition d'ITC. La contrepartie nette au comptant associée à l'acquisition d'ITC a été financée au moyen : i) du produit net de l'émission de billets non garantis d'un capital de 2,0 milliards \$ US en octobre 2016; ii) du produit net de la prise d'une participation minoritaire par GIC d'un capital de 1,228 milliard \$ US, qui comprend un billet d'actionnaire de 199 millions \$ US; et iii) de prélèvements d'environ 404 millions \$ US (535 millions \$) aux termes de la facilité de crédit-relais à terme de premier rang non garantie et non renouvelable de la Société.

En plus de l'incidence des activités de financement associées à l'acquisition d'ITC, la hausse des emprunts nets sur les facilités de crédit confirmées, la baisse des remboursements sur la dette à long terme et la hausse du produit tiré des émissions de titres de créance à long terme ont également contribué à l'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités de financement. L'augmentation a été en partie contrebalancée par le rachat des actions privilégiées.

# Rapport de gestion

Le produit des émissions de titres de créance à long terme, déduction faite des frais d'émission, les remboursements sur la dette à long terme, les obligations liées aux contrats de location-acquisition et les obligations financières, et les emprunts (remboursements) nets sur les facilités de crédit confirmées pour 2016 et 2015 sont résumés dans les tableaux qui suivent.

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

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2016	2015	Écart
ITC <sup>1</sup>	264	–	264
UNS Energy <sup>2</sup>	–	591	(591)
Central Hudson <sup>3</sup>	68	25	43
FortisBC Energy <sup>4</sup>	446	150	296
FortisAlberta <sup>5</sup>	149	149	–
Est du Canada <sup>6</sup>	40	75	(35)
Caribbean Electric <sup>7</sup>	65	12	53
Siège social <sup>8</sup>	3 104	–	3 104
<b>Total</b>	<b>4 136</b>	<b>1 002</b>	<b>3 134</b>

<sup>1</sup> En octobre 2016, un billet d'actionnaire à 6,00 %, 12 ans, pour un capital de 199 millions \$ US a été émis à une société affiliée de GIC au titre de sa participation minoritaire dans ITC. Le produit a servi au financement d'une tranche du prix d'achat au comptant de l'acquisition d'ITC.

<sup>2</sup> En février 2015, TEP a émis des billets de premier rang non garantis à 3,05 %, 10 ans, pour un capital de 300 millions \$ US. Le produit net a servi au remboursement de la dette à long terme et des emprunts sur la facilité de crédit et au financement des dépenses en immobilisations. En avril 2015, UNS Electric a émis des billets non garantis à 3,95 %, 30 ans, pour un capital de 50 millions \$ US. Le produit net a servi principalement aux fins générales de la société. En août 2015, UNS Electric a émis des billets non garantis à 3,22 %, 12 ans, pour un capital de 80 millions \$ US, et UNS Gas a émis des billets non garantis à 4,00 %, 30 ans, pour un capital de 45 millions \$ US. Le produit net a servi à rembourser la dette à long terme venant à échéance.

<sup>3</sup> En juin 2016, Central Hudson a émis des billets non garantis à 2,16 %, 4 ans, pour un capital de 24 millions \$ US. Le produit net a servi au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société. En octobre 2016, Central Hudson a émis en deux tranches de billets non garantis d'un capital de 30 millions \$ US, dont une tranche de billets non garantis de 10 millions \$ US à 10 ans et une tranche de débentures non garanties de 20 millions \$ US à 30 ans à un taux d'intérêt respectif de 2,56 % et 3,63 %. Le produit net a servi au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société. En mars 2015, Central Hudson a émis des billets non garantis à 2,98 %, 10 ans, pour un capital de 20 millions \$ US. Le produit net a servi au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société.

<sup>4</sup> En avril 2016, FortisBC Energy a émis en deux tranches des débentures non garanties pour capital de 300 millions \$, dont une tranche de débentures non garanties de 150 millions \$ à 10 ans et une tranche de débentures non garanties de 150 millions \$ à 30 ans à un taux d'intérêt respectif de 2,58 % et 3,67 %. En décembre 2016, FortisBC Energy a émis des débentures non garanties à 3,78 %, 30 ans, pour un capital de 150 millions \$. Le produit net de l'émission a servi au remboursement des emprunts à court terme et au financement des dépenses en immobilisations. En avril 2015, FortisBC Energy a émis des débentures non garanties à 3,38 %, 30 ans, pour un capital de 150 millions \$. Le produit net a été affecté au remboursement d'emprunts à court terme.

<sup>5</sup> En septembre 2016, FortisAlberta a émis des débentures non garanties à 3,34 %, 30 ans, pour un capital de 150 millions \$. Le produit net a servi au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit, au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société. En septembre 2015, FortisAlberta a émis des débentures de premier rang non garanties à 4,27 %, 30 ans, d'un capital de 150 millions \$. Le produit net a servi au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit et aux fins générales de la société.

<sup>6</sup> En août 2016, Maritime Electric a émis des obligations hypothécaires de premier rang garanties à 3,657 %, 40 ans, pour un capital de 40 millions \$. Le produit net a surtout servi au remboursement de la dette à long terme et des emprunts à court terme. En septembre 2015, Newfoundland Power a émis des obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement à 4,446 %, 30 ans, d'un capital de 75 millions \$. Le produit net a servi au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit et aux fins générales de la société.

<sup>7</sup> En mai et septembre 2016, Fortis Turks and Caicos a émis des billets non garantis, 15 ans, pour un capital de 45 millions \$ US, en deux tranches de 22,5 millions \$ US à un taux d'intérêt respectif de 5,14 % et 5,29 %. En juillet 2016, Fortis Turks and Caicos a émis des obligations non garanties à 5,14 %, 15 ans, d'un capital de 5 millions \$ US. Le produit net a servi au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société. En janvier 2015, Fortis Turks and Caicos a émis des billets non garantis à 4,75 %, 15 ans, pour un capital de 10 millions \$ US. Le produit net a servi au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société.

<sup>8</sup> En octobre 2016, la Société a émis des billets non garantis à 2,100 %, 5 ans, pour un capital de 500 millions \$ US et des billets non garantis à 3,055 %, 10 ans, pour un capital de 1,5 milliard \$ US. Le produit net a servi au financement d'une tranche du prix d'achat au comptant de l'acquisition d'ITC. En décembre 2016, la Société a émis des billets non garantis à 2,85 %, 7 ans, pour un capital de 500 millions \$. Le produit net a servi à rembourser des emprunts sur la facilité de crédit se rapportant principalement au financement de l'acquisition d'Aitken Creek en avril 2016 et au rachat des actions privilégiées de premier rang, série E, en septembre 2016, ainsi qu'aux fins générales de la Société.

## Remboursements sur la dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2016	2015	Écart
UNS Energy	(19)	(449)	430
Central Hudson	(11)	–	(11)
FortisBC Energy	(212)	(92)	(120)
FortisBC Electric	(25)	–	(25)
Est du Canada	(48)	(6)	(42)
Caribbean Electric	(21)	(21)	–
Autres	–	(34)	34
<b>Total</b>	<b>(336)</b>	<b>(602)</b>	<b>266</b>

## Emprunts (remboursements) nets sur les facilités de crédit confirmées

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)	2016	2015	Écart
ITC	111	–	111
UNS Energy	33	(199)	232
FortisAlberta	(53)	30	(83)
Est du Canada	43	(47)	90
Siège social <sup>1</sup>	(41)	(406)	365
<b>Total</b>	<b>93</b>	<b>(622)</b>	<b>715</b>

<sup>1</sup> Les remboursements sur la facilité de crédit confirmée de la Société en 2015 ont été faits à l'aide du produit net de la vente des actifs d'immeubles commerciaux en 2015, en partie contrebalancés par les emprunts effectués pour injecter des capitaux dans UNS Energy et FortisBC Energy et à d'autres 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 de créance 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 tiré des émissions d'actions privilégiées, d'actions ordinaires et de titres de créance à long terme est affecté au remboursement des emprunts faits sur la facilité de crédit confirmée de la Société.

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

Les dividendes versés sur les actions ordinaires en 2016 se sont établis à 316 millions \$, déduction faite des dividendes réinvestis de 162 millions \$, comparativement à 232 millions \$, déduction faite des dividendes réinvestis de 156 millions \$, versés en 2015. 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 1,53 \$ en 2016, contre 1,40 \$ en 2015. En 2016, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a été de 308,9 millions, contre 278,6 millions en 2015.

## Obligations contractuelles

Le tableau qui suit présente, au 31 décembre 2016, les obligations contractuelles consolidées de la Société conclues avec des tiers externes pour les cinq prochains exercices et par la suite.

### Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2016 (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
Dettes à long terme	21 219	251	931	679	725	1 756	16 877
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme	14 586	892	854	837	817	793	10 393
Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières <sup>1</sup>	2 422	121	92	76	73	81	1 979
Obligations d'achat d'électricité <sup>2</sup>	2 295	290	200	119	107	107	1 472
Obligations d'achat d'électricité renouvelable <sup>3</sup>	1 625	100	99	99	98	97	1 132
Obligations d'achat de gaz <sup>4</sup>	1 329	411	290	177	141	110	200
Contrats à long terme – UNS Energy <sup>5</sup>	1 146	192	161	161	127	85	420
Convention de servitudes avec ITC <sup>6</sup>	453	13	13	13	13	13	388
Obligations liées aux contrats de location-exploitation	175	13	13	11	8	7	123
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable <sup>7</sup>	154	20	15	12	12	12	83
Acquisition des installations communes de Springerville <sup>8</sup>	91	–	–	–	–	91	–
Billet de la société Waneta	72	–	–	–	72	–	–
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés	53	3	3	3	3	3	38
Autres <sup>9</sup>	156	93	18	19	–	–	26
<b>Total</b>	<b>45 776</b>	<b>2 399</b>	<b>2 689</b>	<b>2 206</b>	<b>2 196</b>	<b>3 155</b>	<b>33 131</b>

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

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

*FortisOntario* : Les obligations d'achat d'électricité de FortisOntario, qui totalisaient 743 millions \$ au 31 décembre 2016, comprennent un contrat avec Hydro-Québec pour l'achat de capacité pouvant atteindre 145 MW et de l'énergie associée d'au moins 537 GWh par année de janvier 2020 à décembre 2030. Ce contrat remplacera les contrats d'achat ferme à long terme existants entre FortisOntario et Hydro-Québec pour la fourniture d'une capacité de 145 MW, venant à échéance en 2019.

*FortisBC Energy* : FortisBC Energy est partie à un contrat d'approvisionnement en électricité avec BC Hydro visant l'achat d'électricité pour le projet d'expansion de l'usine de GNL de Tilbury, dont les obligations d'achat totalisaient 486 millions \$ au 31 décembre 2016.

*FortisBC Electric* : Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC Electric, qui totalisaient 288 millions \$ au 31 décembre 2016, comprennent principalement un CAÉ avec BC Hydro pour l'achat de capacité pouvant atteindre 200 MW et de l'énergie associée pouvant atteindre 1 752 GWh sur une durée de 20 ans. FortisBC Electric est aussi partie à une entente sur la capacité de l'Expansion Waneta (« WECA »), qui lui permet d'acheter 234 MW de capacité sur une durée de 40 ans, à compter d'avril 2015, comme autorisé par la BCUC. Les montants relatifs à l'entente sur la WECA n'ont pas été inclus dans le tableau sur les obligations contractuelles, puisqu'ils seront payés par FortisBC Electric à une partie liée.

*Maritime Electric* : Les obligations d'achat d'électricité de Maritime Electric comprennent deux contrats d'achat ferme pour l'achat soit de capacité, soit d'énergie, qui expireront en février 2019, ainsi qu'un contrat d'achat d'énergie avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB »). Maritime Electric a droit à environ 4,55 % de la production de la centrale nucléaire Point Lepreau d'Énergie NB pendant la durée de vie de celle-ci. En contrepartie de sa participation, Maritime Electric doit payer sa part du coût en capital et des coûts d'exploitation de la centrale. Au 31 décembre 2016, Maritime Electric avait pris des engagements de 480 millions \$ en vertu de ce contrat.

- <sup>3)</sup> TEP et UNS Electric sont parties à des CAÉ renouvelables à long terme totalisant environ 1 210 millions \$ US au 31 décembre 2016, lesquels exigent que TEP et UNS Electric achètent 100 % de la production de certaines centrales de production d'énergie renouvelable qui ont commencé leur exploitation commerciale. Bien que TEP et UNS Electric ne soient pas tenues d'effectuer des paiements aux termes de ces contrats si l'électricité n'est pas livrée, le tableau sur les obligations contractuelles comprend les paiements futurs estimés. Ces contrats viennent à échéance à diverses dates entre 2030 et 2036.
- <sup>4)</sup> 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 2016.
- <sup>5)</sup> UNS Energy a conclu divers contrats à long terme relatifs à l'achat et à la livraison de charbon pour alimenter ses centrales, à l'achat de services de transport de gaz pour répondre à ses besoins en charges, et à l'achat de services de transport pour l'électricité achetée, avec des obligations totalisant respectivement 496 millions \$ US, 244 millions \$ US et 113 millions \$ US au 31 décembre 2016. Les montants versés aux termes de ces contrats relatifs à l'achat et à la livraison de charbon dépendent des quantités réelles d'achat et de livraison. Certains de ces contrats comprennent également des clauses d'ajustement de prix qui auront une incidence sur les coûts futurs en vertu des contrats.
- <sup>6)</sup> ITC est partie à une convention de servitude avec Consumers Energy, le principal client de METC, qui accorde à la société une servitude pour le transport de l'électricité ainsi que des droits de passage, des droits de jouissance, des intérêts en fief et des permis associés aux terrains que les lignes de transport traversent. La convention expirera en décembre 2050 et est assujettie à dix renouvellements supplémentaires d'une durée de 50 ans par la suite.
- <sup>7)</sup> UNS Energy et Central Hudson sont parties à des contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable. Les contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable d'UNS Energy totalisaient environ 107 millions \$ US au 31 décembre 2016 en vue d'acheter les attributions environnementales auprès des clients de détail ayant des centrales solaires. Les paiements liés aux contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable sont versés à des intervalles convenus par contrat selon la quantité d'énergie renouvelable produite mesurée.
- <sup>8)</sup> UNS Energy a l'obligation d'acheter une participation indivise de 32,2 % dans le contrat de location des installations communes de Springerville si les deux baux ne sont pas renouvelés, pour un prix d'achat total de 68 millions \$ US.
- <sup>9)</sup> Les autres obligations contractuelles comprennent divers autres engagements conclus entre la Société et ses filiales, y compris les obligations au titre du régime d'UAR, du régime de DVATI et du régime d'UAD, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, et les obligations de financement du régime de retraite à prestations déterminées.

## Autres obligations contractuelles

**Dépenses en immobilisations :** Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont tenues d'assurer des services aux clients au sein de leur territoire de service respectif. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés découlent en grande partie de la nécessité de maintenir et d'améliorer le rendement, la fiabilité et la sécurité des réseaux d'électricité et de gaz, et de répondre aux besoins d'une clientèle en croissance. Le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société, qui comprend les dépenses en immobilisations de ses activités non réglementées, devrait s'établir à environ 3,0 milliards \$ en 2017. Au cours des cinq exercices de 2017 à 2021, le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société devrait atteindre environ 13 milliards \$, montant qui n'est pas compris dans le tableau des engagements.

**Autres :** CH Energy Group est partie à un investissement visant le développement, la propriété et l'exploitation de projets de transport d'électricité dans l'État de New York. En décembre 2014, une demande a été déposée auprès de la FERC concernant le recouvrement des coûts et le rendement de cinq projets de lignes de transport à haute tension totalisant 1,7 milliard \$ US, au titre desquels l'engagement maximal de CH Energy Group est de 182 millions \$ US. CH Energy Group a fourni une garantie de société mère afin d'assurer le paiement de l'engagement maximal de 182 millions \$ US. Au 31 décembre 2016, aucune obligation n'était prévue relativement à cette garantie.

En 2016, FHI a fourni une garantie de société mère de 77 millions \$ afin d'assurer les transactions d'optimisation de stockage d'Aitken Creek.

Les passifs réglementaires à long terme de la Société, qui totalisaient 2 183 millions \$ au 31 décembre 2016, ont été exclus du tableau des engagements ci-dessus, étant donné que le calendrier final de règlement de nombreux passifs est assujéti à une autre décision réglementaire ou que les périodes de règlement ne sont pas connues à l'heure actuelle.

## Structure du capital

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

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

### Structure du capital

Aux 31 décembre	2016		2015	
	(en millions \$)	(%)	(en millions \$)	(%)
Total de la dette, des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières (déduction faite de la trésorerie) <sup>1</sup>	22 490	60,6	11 950	54,8
Actions privilégiées	1 623	4,4	1 820	8,3
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	12 974	35,0	8 060	36,9
<b>Total</b>	<b>37 087</b>	<b>100,0</b>	<b>21 830</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 à court terme, ainsi que les emprunts à court terme, déduction faite de la trésorerie.

Compte tenu des montants se rapportant aux participations ne donnant pas le contrôle, la structure du capital de la Société au 31 décembre 2016 se composait à 57,8 % du total de la dette, des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières (déduction faite de la trésorerie), à 4,2 % des actions privilégiées, à 33,3 % des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires et à 4,7 % des participations ne donnant pas le contrôle (à 53,6 % du total de la dette, des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières (déduction faite de la trésorerie), à 8,2 % des actions privilégiées, à 36,1 % des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires et à 2,1 % des participations ne donnant pas le contrôle au 31 décembre 2015).

L'acquisition d'ITC a eu une incidence importante sur les composantes de la structure du capital de la Société et a compris : i) l'émission de billets non garantis d'un capital de 2,0 milliards \$ US et des emprunts aux termes de la facilité de crédit-relais à terme de premier rang non garantie et non renouvelable pour financer une partie de l'acquisition; ii) la prise en charge de la dette au moment de l'acquisition; iii) l'émission de 114,4 millions d'actions ordinaires, représentant la contrepartie en actions pour l'acquisition; et iv) le produit de la prise d'une participation minoritaire par GIC d'un capital de 1,228 milliard \$ US, qui comprend un billet d'actionnaire de 199 millions \$ US. La Société prévoit rembourser les emprunts faits sur la facilité de crédit-relais, au moyen du produit tiré d'un placement d'actions ordinaires en 2017.

La structure du capital a également subi l'incidence : i) de l'émission de titres de créance à long terme par la Société, principalement pour financer l'acquisition d'Aitken Creek et le rachat des actions privilégiées de premier rang de série E, et par les entreprises de services publics réglementés, à l'appui essentiellement des investissements dans les infrastructures énergétiques, le tout contrebalancé en partie par les remboursements réguliers sur la dette et par l'effet de change de la conversion de la dette libellée en dollars américains; ii) du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires en 2016, diminué des dividendes déclarés sur les actions ordinaires; iii) de l'émission d'actions ordinaires en vertu du régime de réinvestissement des dividendes, du régime d'achat d'actions à l'intention du personnel et du régime d'options sur actions de la Société; et iv) du rachat des actions privilégiées de premier rang de série E.

## Notations

Au 31 décembre 2016, les notations de la Société se présentaient comme suit :

Agence de notation	Notation	Type de notation	Perspective
Standard & Poor's (« S&P »)	A-	Titres de créance de la Société	Stable
	BBB+	Titres de créance non garantis	Stable
DBRS	BBB (haut)	Titres de créance non garantis	Stable
Moody's Investor Service (« Moody's »)	Baa3	Émetteur	Stable
	Baa3	Titres de créance 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 septembre 2016, Moody's a commencé à noter Fortis. En octobre 2016, par suite de l'acquisition d'ITC, DBRS a révisé la notation des titres de créance non garantis de la Société, la portant de A (bas) à BBB (haut) et a révisé sa perspective, remplaçant la mention sous surveillance avec la mention implications négatives par la perspective stable, et S&P a confirmé la notation à long terme de la Société et la notation des titres de créance non garantis à A- et à BBB+, respectivement, et a révisé sa perspective, la portant de négative à stable.

## Programme d'investissement

Les investissements dans les infrastructures énergétiques sont nécessaires pour assurer le maintien et l'amélioration de la performance de la fiabilité et de la sûreté des réseaux d'électricité et de gaz et pour répondre aux besoins d'une clientèle en croissance. Tous les coûts considérés comme se rapportant à la maintenance et aux réparations sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les coûts se rapportant aux remplacements, aux mises à niveau et aux améliorations sont capitalisés à mesure qu'ils sont engagés. Des coûts de maintenance et de réparation d'environ 330 millions \$ ont été passés en charges en 2016, en comparaison d'environ 302 millions \$ en 2015. L'augmentation est surtout attribuable à l'acquisition d'ITC en 2016.

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2016 se sont établies à un montant d'environ 2,1 milliards \$. Le tableau qui suit présente, par secteur et par catégorie d'actifs, une ventilation de ces dépenses en immobilisations pour 2016.

### Dépenses en immobilisations consolidées brutes<sup>1</sup>

Exercice clos le 31 décembre 2016

(en millions \$)	Entreprises de services publics réglementés									Total – Entreprises de services publics réglementés	Autres que de services publics <sup>2</sup>	Total
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Est du Canada	Électricité dans les Caraïbes				
Production	–	257	–	–	–	3	23	50	<b>333</b>	<b>19</b>	<b>352</b>	
Transport	195	33	38	72	–	11	16	2	<b>367</b>	–	<b>367</b>	
Distribution	–	150	144	133	285	38	103	27	<b>880</b>	–	<b>880</b>	
Installations, matériel, véhicules et autres <sup>3</sup>	14	38	26	113	68	16	8	22	<b>305</b>	<b>10</b>	<b>315</b>	
Technologies de l'information	14	46	25	18	22	6	11	5	<b>147</b>	–	<b>147</b>	
<b>Total</b>	<b>223</b>	<b>524</b>	<b>233</b>	<b>336</b>	<b>375</b>	<b>74</b>	<b>161</b>	<b>106</b>	<b>2 032</b>	<b>29</b>	<b>2 061</b>	

<sup>1)</sup> Représentent les paiements au comptant visant la construction d'immobilisations de services publics et d'actifs incorporels, comme présenté dans l'état des flux de trésorerie consolidé. Excluent la composante capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la PFUPC.

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

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

Les dépenses en immobilisations prévues sont fondées sur des projections détaillées quant à la demande d'énergie et aux coûts de la main-d'œuvre et du matériel, ainsi que sur d'autres facteurs, y compris la conjoncture économique et les taux de change, qui pourraient changer et entraîner un écart entre les dépenses réelles et les dépenses prévues. Les dépenses en immobilisations consolidées brutes ont totalisé 2,1 milliards \$ pour 2016, soit 160 millions \$ de plus que les prévisions de 1,9 milliard \$ pour 2016, comme présenté dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2015. Cette hausse découle principalement des investissements en immobilisations prévus pour ITC de 167 millions \$ US à partir de la date d'acquisition. Les dépenses en immobilisations d'UNS Energy ont été plus élevées que prévu principalement en raison de l'acquisition de la participation indivise restante de 50,5 % dans l'unité 1 de Springerville, pour un montant de 85 millions \$ US en septembre 2016, contrebalancées en partie par la baisse des dépenses en immobilisations pour le renforcement du réseau et l'énergie renouvelable. Les dépenses en immobilisations plus élevées que prévu en 2016 ont été en partie contrebalancées par la baisse des dépenses en immobilisations pour FortisAlberta, en raison surtout de la baisse des contributions à l'AESO et du ralentissement actuel de l'économie de l'Alberta, et par l'effet de change associé à la conversion des dépenses en immobilisations libellées en dollars américains.

# Rapport de gestion

Les dépenses en immobilisations consolidées brutes pour 2017 devraient atteindre environ 3,0 milliards \$. Le tableau qui suit présente, par secteur et par catégorie d'actifs, une ventilation des dépenses en immobilisations consolidées brutes prévues pour 2017.

## Dépenses en immobilisations consolidées brutes prévues<sup>1</sup>

Exercice se terminant le 31 décembre 2017

(en millions \$)	Entreprises de services publics réglementés								Électricité dans les Caraïbes	Total – Entreprises de services publics réglementés	Autres que de services publics <sup>2</sup>	Total
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Est du Canada					
Production	–	161	3	–	–	19	6	45	<b>234</b>	<b>7</b>	<b>241</b>	
Transport	907	84	30	215	–	20	18	17	<b>1 291</b>	–	<b>1 291</b>	
Distribution	–	185	142	131	303	41	113	23	<b>938</b>	–	<b>938</b>	
Installations, matériel, véhicules et autres <sup>3</sup>	24	54	29	99	95	24	8	10	<b>343</b>	<b>11</b>	<b>354</b>	
Technologies de l'information	27	36	18	22	21	7	8	4	<b>143</b>	–	<b>143</b>	
<b>Total</b>	<b>958</b>	<b>520</b>	<b>222</b>	<b>467</b>	<b>419</b>	<b>111</b>	<b>153</b>	<b>99</b>	<b>2 949</b>	<b>18</b>	<b>2 967</b>	

<sup>1</sup> Représentent les prévisions pour les paiements au comptant visant la construction d'immobilisations de services publics et d'actifs incorporels, comme présenté dans l'état des flux de trésorerie consolidé. Excluent la composante capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la PFUPC. Les dépenses en immobilisations prévues pour 2017 sont basées sur un taux de change prévu de 1,00 \$ US = 1,30 \$ CA. Selon un taux de change de clôture au 31 décembre 2016 de 1,00 \$ US = 1,34 \$ CA, les dépenses en immobilisations prévues pour 2017 seraient d'environ 3,0 milliards \$.

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

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

La répartition en pourcentage des dépenses en immobilisations consolidées brutes réelles pour 2016 et prévues pour 2017 entre la croissance, le maintien et les autres se présente comme suit.

## Dépenses en immobilisations consolidées brutes

Exercices se terminant les 31 décembre

(%)	Coûts réels 2016	Coûts prévus 2017
Croissance <sup>1</sup>	<b>29</b>	39
Maintien <sup>2</sup>	<b>54</b>	48
Autres <sup>3</sup>	<b>17</b>	13
<b>Total</b>	<b>100</b>	100

<sup>1</sup> Comprennent les dépenses en immobilisations liées à l'agrandissement de l'usine de GNL de Tilbury de FortisBC Energy et les dépenses en immobilisations liées au transport sur l'AESO de FortisAlberta.

<sup>2</sup> Dépenses en immobilisations 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 des cinq prochains exercices, de 2017 jusqu'en 2021, les dépenses en immobilisations consolidées brutes devraient atteindre environ 13 milliards \$. La ventilation approximative des dépenses en immobilisations devant être engagées devrait être la suivante : 57 % par les entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis, y compris 28 % par ITC, 39 % par les entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada, 3 % par les entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes et les 1 % restants, par les activités non réglementées. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés sont soumises à une approbation réglementaire. Au cours des cinq prochains exercices, selon une moyenne annuelle, la ventilation approximative des dépenses en immobilisations totales devant être engagées sera la suivante : 58 % pour les investissements de maintien, 30 % pour répondre aux besoins d'une clientèle en croissance, et 12 % pour les installations, le matériel, les véhicules, la technologie de l'information et les autres actifs.

# Rapport de gestion

La base tarifaire de mi-exercice réelle de 2016 et prévue pour 2017 pour les entreprises de services publics réglementés de la Société et de l'Expansion Waneta est présentée dans le tableau ci-dessous.

<b>Base tarifaire de mi-exercice prévue</b> <i>(en milliards \$)</i>	<b>Coûts réels</b>	Coûts prévus
	<b>2016</b>	2017
ITC <sup>1</sup>	<b>6,9</b>	7,3
UNS Energy <sup>1</sup>	<b>4,6</b>	4,7
Central Hudson <sup>1</sup>	<b>1,5</b>	1,6
FortisBC Energy <sup>2</sup>	<b>3,7</b>	4,1
FortisAlberta	<b>2,9</b>	3,2
FortisBC Electric	<b>1,3</b>	1,3
Est du Canada	<b>1,7</b>	1,7
Caribbean Electric <sup>1</sup>	<b>0,9</b>	1,0
Expansion Waneta	<b>0,8</b>	0,8
<b>Total</b>	<b>24,3</b>	25,7

<sup>1)</sup> La base tarifaire de mi-exercice réelle de 2016 est fondée sur un taux de change moyen réel de 1,00 \$ US = 1,33 \$ CA, et la base tarifaire de mi-exercice prévue pour 2017 est fondée sur un taux de change prévu de 1,00 \$ US = 1,30 \$ CA. Selon un taux de change de clôture le 31 décembre 2016 de 1,00 \$ US = 1,34 \$ CA, la base tarifaire de mi-exercice prévue pour 2017 serait d'environ 26,1 milliards \$.

<sup>2)</sup> La base tarifaire de mi-exercice prévue pour 2017 comprend environ 0,4 milliard \$ liés à l'agrandissement de l'usine de GNL de Tilbury, avant la prise en compte de la PFUPC et des frais de développement, qui dépend du calcul du rendement réglementaire.

Les principaux projets d'investissements inclus dans les dépenses en immobilisations de base de la Société pour 2016 et 2017 sont résumés dans le tableau qui suit.

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

<i>(en millions \$)</i>		Avant	<b>Coûts réels</b>	Coûts	Coûts	Année prévue
<b>Société</b>	<b>Nature du projet</b>	2016	<b>2016</b>	prévus	prévus	d'achèvement
				2017	2018-2021	
ITC <sup>2,3</sup>	Projets régionaux de transport à valeur multiple	–	<b>57</b>	354	96	Post-2021
	Projet de conversion de 34,5 à 69 kilovolts (« kV »)	–	<b>11</b>	89	369	Post-2021
UNS Energy <sup>3</sup>	Acquisition de l'unité 1 de Springerville	–	<b>112</b>	–	–	2016
Central Hudson <sup>3</sup>	Programme de remplacement des canalisations principales	26	<b>26</b>	33	169	Post-2021
FortisBC Energy	Projet d'agrandissement de l'usine de GNL de Tilbury <sup>4</sup>	326	<b>79</b>	65	–	2017
	Mise à niveau du réseau de la vallée du bas Fraser	15	<b>28</b>	162	220	2018
FortisAlberta	Programme de gestion des poteaux	200	<b>45</b>	43	53	Post-2021
Caribbean Utilities	Expansion de la production	73	<b>26</b>	–	–	2016

<sup>1)</sup> Se rapportent aux dépenses en immobilisations relatives aux immobilisations de services publics et aux actifs incorporels, y compris les composantes capitaux propres et passif capitalisées de la PFUPC, le cas échéant.

<sup>2)</sup> Les dépenses en immobilisations en 2016 sont comptabilisées à partir de la date d'acquisition.

<sup>3)</sup> Les dépenses en immobilisations prévues sont basées sur un taux de change prévu de 1,00 \$ US = 1,30 \$ CA pour 2017 à 2021.

<sup>4)</sup> Le total des investissements dans les projets aux 31 décembre 2015 et 2016 comprend respectivement environ 11 millions \$ et 7 millions \$ de montants à payer hors trésorerie.

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. Les projets à valeur multiple sont à diverses étapes de construction et comprennent des travaux de construction de nouveaux postes de disjoncteurs, de nouvelles lignes de transport, et le prolongement de sous-stations existantes. Un montant d'environ 43 millions \$ US a été investi dans les projets à valeur multiple depuis la date d'acquisition et un montant supplémentaire de 272 millions \$ US devrait être dépensé en 2017. Trois de ces projets devraient être achevés d'ici la fin de 2018 et le quatrième devrait être achevé en 2023.

Le projet de conversion de 34,5 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 2017 à après 2021. Au cours de la période de cinq exercices allant jusqu'en 2021, un montant d'environ 352 millions \$ US devrait être investi dans le projet.

En septembre 2016, UNS Energy a acquis la participation résiduelle indivise de 50,5 % dans l'unité 1 de Springerville dans le cadre d'une entente de règlement avec les propriétaires tiers pour un montant de 85 millions \$ US.

Le programme de remplacement des canalisations principales de Central Hudson, d'une durée de 15 ans, consiste à éliminer et remplacer sur tout le réseau de distribution de gaz les canalisations qui présentent un risque de fuites. Le programme de remplacement proposé fait augmenter le taux des dépenses annuelles consacrées aux remplacements de canalisations à quelque 30 millions \$ US, dans le but d'accélérer le plan de remplacement. Environ 20 millions \$ US ont été dépensés en 2016 dans le cadre de ce programme, et 25 millions \$ US devraient être dépensés en 2017. La majeure partie des dépenses seront faites après 2021.

Le projet d'expansion en cours de l'usine de GNL de FortisBC Energy à Tilbury, dont le coût total du projet est estimé à environ 470 millions \$, y compris une PFUPC et des frais de développement d'environ 70 millions \$, pourrait être touché par la date de mise en service du projet aux fins de l'établissement des tarifs. L'usine comprendra un deuxième réservoir de GNL et un nouveau liquéfacteur, les deux devant être en service à la mi-2017. FortisBC Energy a reçu un décret émis par le gouvernement de la Colombie-Britannique en vertu duquel le projet d'agrandissement de l'usine de GNL de Tilbury n'a pas à obtenir d'autres approbations réglementaires. Les principales activités de construction en 2016 ont été centrées sur la construction du réservoir de GNL et du bâtiment de contrôle, ainsi que sur l'installation des principales pièces d'équipement de la zone du processus de liquéfaction. L'étape des essais en service et de démarrage de ce projet a commencé au quatrième trimestre de 2016. À la fin de 2016, environ 405 millions \$ avaient été dépensés au total pour le projet, y compris la PPUPC et les frais de développement, et 65 millions \$ devraient être dépensés pour achever le projet en 2017.

Le projet en cours de mise à niveau du réseau de la vallée du bas Fraser de FortisBC Energy a pour objet de régler des problématiques de capacité du réseau et d'état des pipelines sur le réseau d'approvisionnement en gaz de la vallée du bas Fraser en Colombie-Britannique. Le projet sera réalisé en deux étapes : i) l'étape de mise à niveau du réseau à moyenne pression de la vallée du bas Fraser, qui porte sur la problématique d'état des pipelines, estimée à 255 millions \$; et ii) l'étape portant sur le réseau de transport côtier, qui vise à augmenter la sécurité d'approvisionnement, estimée à 170 millions \$. Le total du coût estimatif du projet est de 425 millions \$, dont environ 162 millions \$ devraient être dépensés en 2017, et le tout devrait être terminé en 2018. La BCUC a approuvé la demande de remplacement de certains tronçons à moyenne pression dans la région du grand Vancouver en octobre 2015. L'étape visant le réseau de transport côtier a été approuvée par décret spécial du gouvernement de la Colombie-Britannique en 2014 et ne fera pas l'objet d'autres revues réglementaires.

En 2016, FortisAlberta a poursuivi le remplacement des vieux poteaux en vertu de son programme de gestion des poteaux, qui vise à prolonger la durée d'utilité des poteaux existants et à remplacer les poteaux détériorés qui ne peuvent pas être réparés. Le coût en capital du programme jusqu'en 2021 devrait totaliser environ 341 millions \$. Quelque 45 millions \$ ont été investis dans le programme en 2016, pour un total cumulatif de 245 millions \$ à la fin de 2016.

Au cours du deuxième trimestre de 2016, Caribbean Utilities a terminé son projet d'ajout d'une capacité de production de 39,7 MW, qui comprend deux unités de production alimentée au diesel de 18,5 MW, une turbine à vapeur de 2,7 MW alimentée par la chaleur récupérée et l'équipement auxiliaire connexe. Les unités de production ont remplacé des génératrices désuètes, et fournissent une capacité ferme pour respecter les besoins en charges prévus. Le projet d'ajout d'une capacité de production a été achevé selon le calendrier et en deçà du budget, pour un coût total de 79 millions \$ US.

### Occasions d'investissements additionnels

Parallèlement aux prévisions de dépenses en immobilisations consolidées de base de la Société, la direction explore les territoires de service existants afin de trouver de nouvelles occasions d'investissement. Ces autres possibilités, abordées plus en détail ci-après, ne sont pas incluses dans les prévisions de dépenses en immobilisations de base de la Société.

La Société continue d'explorer d'autres scénarios d'investissement dans les infrastructures de GNL en Colombie-Britannique, y compris un prolongement proposé d'un pipeline pour le raccorder à l'usine de Woodfibre LNG, à Squamish, en Colombie-Britannique et un nouvel agrandissement à l'usine de Tilbury. En décembre 2014, FortisBC Energy a reçu un décret émis par le gouvernement de la Colombie-Britannique en vertu duquel ces projets n'avaient pas à obtenir d'autres approbations réglementaires de la BCUC.

Le projet de prolongement de pipeline de FortisBC Energy est conditionnel à la construction des installations d'exportation par Woodfibre LNG. Woodfibre LNG a obtenu un permis d'exportation de l'Office national de l'énergie et a reçu les approbations des évaluations environnementales de la Première Nation Squamish, du British Columbia Environmental Assessment Office et de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale. FortisBC Energy a également obtenu les approbations pour les évaluations environnementales de la Première Nation Squamish et de la province en 2016. Le coût total du projet de prolongement de pipeline était estimé à un maximum de 600 millions \$. Cette estimation sera toutefois mise à jour afin de tenir compte de l'orientation définitive, des estimations de construction détaillées et de l'échéancier. En novembre 2016, Woodfibre LNG a annoncé avoir obtenu de sa société mère, Pacific Oil & Gas Limited, membre du groupe de sociétés de RGE dont le siège est à Singapour, l'approbation de l'investissement nécessaire pour mener à bien le projet. Ce projet pourrait se concrétiser en 2017, sous réserve de l'obtention des approbations supplémentaires et d'une décision d'investissement finale par Woodfibre LNG.

L'usine de GNL à Tilbury appartenant à la Société est située idéalement pour répondre à la demande de la clientèle en gaz naturel brûlant sans pollution. Le site peut être adapté pour agrandir la capacité de stockage ou ajouter de l'équipement de liquéfaction, et est situé à proximité de voies d'expédition internationales. Le nouvel agrandissement à Tilbury est conditionnel à l'obtention de contrats d'approvisionnement à long terme avec des clients solvables. En juillet 2016, par suite de l'échec d'une proposition de fusion entre Hawaiian Electric Company, Inc. (« Hawaiian Electric ») et NextEra Energy Resources, l'entente de 20 ans entre Fortis Hawaii Energy Inc., filiale en propriété exclusive de Fortis, et Hawaiian Electric pour l'exportation de GNL à Hawaï a été résiliée. Malgré la résiliation de l'entente avec Hawaiian Electric, Fortis est toujours en pourparlers avec bon nombre d'autres clients sur les marchés d'exportation.

## Rapport de gestion

Le projet de raccordement sous le lac Érié d'ITC 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 (« PJM »). Le projet permettra de fournir à la clientèle un accès plus efficace à l'énergie, à une capacité accrue et à des possibilités de crédits d'énergie renouvelable dans les deux marchés. En janvier 2017, ITC a reçu un permis présidentiel délivré par le département de l'Énergie des États-Unis pour le projet de raccordement sous le lac Érié, autorisation obligatoire pour les projets traversant une frontière internationale. En janvier également, l'Office national de l'énergie du Canada a présenté un rapport à ITC recommandant la délivrance d'un certificat d'utilité publique et énonçant les conditions à remplir relativement à la ligne de transport. Le projet continue de franchir les jalons réglementaires, opérationnels et économiques. Les principaux jalons pour 2017 comprennent l'obtention de permis de l'Army Corps of Engineers des États-Unis et du département de la protection de l'environnement de la Pennsylvanie en vertu d'une requête commune, certaines améliorations requises pour les coûts du projet, et la conclusion d'ententes de services de transport favorables avec des contreparties potentielles. En attendant la réalisation des principaux jalons, la date de mise en service du projet est prévue pour la fin de 2020.

Le projet de Wataynikaneyap Power ne cesse de progresser en Ontario. Wataynikaneyap Power constitue un partenariat entre 22 collectivités des Premières Nations et FortisOntario, dont le mandat est de construire de nouvelles lignes de transport afin de desservir des Premières Nations éloignées en énergie propre en Ontario. Au cours du deuxième trimestre de 2016, le gouvernement de l'Ontario a désigné Wataynikaneyap Power comme la société de transport autorisée à réaliser ce projet, et une demande de compte de report a été déposée auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») en août 2016. En décembre 2016, FortisOntario a conclu une entente avec Systèmes d'énergie renouvelable Canada en vue d'acquiescer sa participation dans le partenariat Wataynikaneyap. L'opération est assujettie à l'approbation de la CEO et la clôture de l'opération est attendue au premier trimestre de 2017. Par conséquent, la participation de FortisOntario dans le partenariat Wataynikaneyap augmentera à 49 %, et la participation restante de 51 % sera détenue par les 22 collectivités des Premières Nations. Le coût en capital estimatif total du projet est d'environ 1,35 milliard \$, et le projet devrait entraîner des économies de plus de 1 milliard \$ pour les collectivités des Premières Nations, tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre. Les approbations réglementaires ont été sollicitées. En plus des évaluations environnementales actuellement en cours, une ordonnance de la CEO pour l'établissement d'un compte de report pour comptabiliser les coûts est attendue en 2017. La préparation d'une demande d'autorisation de construire et son dépôt auprès de la CEO constituent le prochain jalon réglementaire.

La Société envisage d'autres occasions importantes qui ne sont pas encore incluses dans la prévision de dépenses en immobilisations de la Société, y compris, sans s'y limiter, des occasions d'investissement d'ITC dans le transport; le New York Transco, LLC afin de régler les contraintes de transport d'électricité dans l'État de New York; des alternatives d'énergies renouvelables pour UNS Energy ainsi que des investissements pour le transport; d'autres investissements dans des infrastructures de gaz naturel pour FortisBC Energy; et le regroupement possible d'associations d'électrification rurale pour FortisAlberta.

### Besoins en flux de trésorerie

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

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

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

En novembre 2016, Fortis a déposé un prospectus préalable de base simplifié, aux termes duquel la Société peut, au cours de la période de validité de 25 mois du prospectus préalable de base, émettre des actions ordinaires ou privilégiées, des reçus de souscription ou des titres de créance d'un montant en capital total d'au plus 5 milliards \$. En décembre 2016, Fortis a émis des billets non garantis à 2,85 % pour un montant en capital de 500 millions \$ aux termes du prospectus préalable de base simplifié.

# Rapport de gestion

Au 31 décembre 2016, la direction prévoyait que les échéances et les remboursements de la dette à échéance fixe consolidée seront de 190 millions \$ en 2017 et s'établiront à environ 680 millions \$ en moyenne au cours de chacun des cinq exercices suivants. 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 2016, Fortis et ses filiales respectaient les clauses restrictives de leur dette et devraient continuer de le faire pour 2017.

## Facilités de crédit

Au 31 décembre 2016, la Société et ses filiales disposaient de facilités de crédit consolidées d'environ 6,0 milliards \$, dont 3,7 milliards \$ environ étaient inutilisés, y compris une tranche inutilisée de 915 millions \$ de la facilité de crédit renouvelable confirmée de la Société. Les facilités de crédit sont pour la plupart conclues auprès de grandes banques canadiennes et américaines, aucune banque ne détenant plus de 20 % de ces facilités. Une tranche d'environ 5,1 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2017 et 2021.

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

<b>Facilités de crédit</b>	Entreprises de services publics réglementés	Siège social et autres	<b>Total au 31 décembre 2016</b>	Total au 31 décembre 2015
<i>(en millions \$)</i>				
Total des facilités de crédit <sup>1</sup>	3 823	2 153	<b>5 976</b>	3 565
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme <sup>1</sup>	(640)	(515)	<b>(1 155)</b>	(511)
Dette à long terme (y compris la tranche à court terme) <sup>2</sup>	(508)	(465)	<b>(973)</b>	(551)
Lettres de crédit en cours	(68)	(51)	<b>(119)</b>	(104)
<b>Facilités de crédit inutilisées <sup>1</sup></b>	<b>2 607</b>	<b>1 122</b>	<b>3 729</b>	2 399

<sup>1</sup> Au 31 décembre 2016, le total des facilités de crédit et des emprunts à court terme comprenaient 195 millions \$ (145 millions \$ US) en cours dans le cadre du programme de papier commercial d'ITC. Le papier commercial en cours ne réduit pas la capacité disponible conformément aux facilités de crédit consolidées de la Société.

<sup>2</sup> Au 31 décembre 2016, les emprunts sur les facilités de crédit classés à long terme dans le bilan consolidé incluaient une tranche à court terme de la dette à long terme de 61 millions \$ (71 millions \$ au 31 décembre 2015).

Aux 31 décembre 2016 et 2015, certains emprunts sur les facilités de crédit confirmées à long terme de la Société et de ses filiales étaient classés dans la dette à long terme. La direction se propose de les refinancer au moyen d'un financement permanent à long terme au cours des périodes à venir.

### Entreprises de services publics réglementés

ITC a un total de 1,0 milliard \$ US en facilités de crédit renouvelables confirmées non garanties venant à échéance en mars 2019. ITC dispose d'un programme continu de papier commercial d'un montant total de 400 millions \$ US, aux termes duquel l'encours du papier commercial était de 145 millions \$ US au 31 décembre 2016.

UNS Energy a un total de 350 millions \$ US en facilités de crédit renouvelables confirmées non garanties, dont 305 millions \$ US venant à échéance en octobre 2021 et une tranche de 45 millions \$ US en octobre 2020.

Central Hudson a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 200 millions \$ US venant à échéance en octobre 2020 et une facilité de crédit non confirmée totalisant 25 millions \$ US.

FortisBC Energy a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 700 millions \$, qui vient à échéance en août 2021.

FortisAlberta a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 250 millions \$ venant à échéance en août 2021 et une facilité de crédit bilatérale de 90 millions \$ venant à échéance en novembre 2017.

FortisBC Electric a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$, venant à échéance en mai 2019, et une facilité de découvert à vue non garantie de 10 millions \$.

Newfoundland Power a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 100 millions \$ venant à échéance en août 2021 et une facilité de crédit à vue de 20 millions \$. Maritime Electric a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 50 millions \$, venant à échéance en février 2019. FortisOntario a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 30 millions \$ venant à échéance en juin 2019.

Caribbean Utilities a des facilités de crédit non garanties d'environ 49 millions \$ US. Fortis Turks and Caicos a des facilités de crédit à vue non garanties à court terme de 31 millions \$ US, venant à échéance en juin 2017.

## Siège social et autres

Fortis a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 1,3 milliard \$, venant à échéance en juillet 2021 et une facilité de crédit-relais à terme de premier rang non garantie et non renouvelable de 500 millions \$, utilisée pour financer une partie du prix d'achat au comptant de l'acquisition d'ITC, venant à échéance en octobre 2017.

UNS Energy Corporation a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$ US, dont 130 millions \$ US venant à échéance en octobre 2021 et 20 millions \$ US venant à échéance en octobre 2020. CH Energy Group a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 50 millions \$ US venant à échéance en juillet 2020. FHI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 50 millions \$ venant à échéance en avril 2019.

## ARRANGEMENTS HORS BILAN

À l'exception de lettres de crédit en cours de 119 millions \$ au 31 décembre 2016 (104 millions \$ au 31 décembre 2015), la Société n'avait pas d'arrangements hors bilan qui pourraient raisonnablement avoir un effet important sur les liquidités, la disponibilité ou les besoins de sources de capitaux.

## GESTION DES RISQUES D'AFFAIRES

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

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

Au 31 décembre 2016, les actifs de services publics réglementés représentaient environ 97 % du total de l'actif de Fortis (96 % au 31 décembre 2015). En 2016, environ 97 % des produits tirés des activités<sup>7</sup> de la Société provenaient des activités de services publics réglementés (96 % en 2015), et environ 93 % du bénéfice tiré des activités<sup>7</sup> de la Société provenait des activités de services publics réglementés en 2016 (92 % en 2015, compte non tenu des gains tirés de la vente d'actifs non essentiels). La Société exploite des entreprises de services publics dans différents territoires, notamment cinq provinces canadiennes, neuf États des États-Unis et trois pays dans les Caraïbes.

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

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

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

<sup>7</sup> Les produits tirés des activités et le bénéfice tiré des activités sont des mesures non conformes aux PCGR des États-Unis et s'entendent respectivement du total des produits d'exploitation, à l'exception des produits du secteur Siège social et autres et des éliminations intersectorielles, et du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, à l'exception des dépenses du secteur Siège social et autres. Les utilisateurs des états financiers consolidés se servent des produits tirés des activités et du bénéfice tiré des activités pour évaluer le rendement des filiales d'exploitation de la Société.

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

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

Les filiales en exploitation à tarifs réglementés d'ITC fournissent le service de transport aux termes de tarifs réglementés par la FERC. La FERC a approuvé des modèles de tarifs établis selon une formule fondée sur les coûts, qui sont utilisés pour calculer les besoins en revenus annuels, mais elle n'a pas expressément approuvé le montant des dépenses en immobilisations et d'exploitation réelles devant être utilisé aux fins des tarifs établis selon une formule. Tous les aspects des tarifs d'ITC approuvés par la FERC, y compris les modèles de tarifs établis selon une formule, les taux de rendement de la tranche réelle de capitaux propres de la structure du capital et de la structure du capital cible approuvée peuvent être contestés par les parties concernées, ou par la FERC. De plus, des parties concernées peuvent contester la mise en application annuelle et le calcul des tarifs prévus et du mécanisme de rajustement des tarifs établis selon une formule, effectués par ITC selon leurs modèles de tarifs établis selon une formule aux termes des protocoles de mise en œuvre de leurs 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'elles 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 l'un de ces aspects est injuste, déraisonnable, indûment discriminatoire ou préférentiel, la FERC y apportera alors les rajustements prospectifs appropriés ou refusera l'inclusion de ces aspects dans la formule d'établissement des tarifs. Il pourrait en résulter des tarifs inférieurs ou des remboursements des montants perçus qui pourraient tous avoir des conséquences défavorables importantes sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'ITC.

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

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

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

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

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

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

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

L'exploitation des actifs de transport et de distribution d'électricité est également exposée à des risques, y compris l'éventualité d'incendies, principalement provoqués par des défaillances du matériel, la chute d'arbres et la foudre touchant des lignes ou du matériel. 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. 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.

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

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

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

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

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

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

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

Par suite de l'adoption de la loi intitulée *Energy Policy Act of 2005*, les propriétaires, les exploitants et les utilisateurs de réseaux de transport d'électricité de gros aux États-Unis sont assujettis à des normes de fiabilité obligatoires qui ont été élaborées et mises en application par la North American Electric Reliability Corporation (« NERC ») et ses entités régionales, lesquelles sont approuvées et mises en application par la FERC. Les normes sont fondées sur les fonctions qui doivent être remplies pour s'assurer de la fiabilité du fonctionnement du réseau de transport d'électricité de gros. Les entreprises de services publics de la Société qui sont établies aux États-Unis, en Colombie-Britannique et en Alberta ont été, et continueront d'être, la cible de vérifications et d'une surveillance de routine portant sur la conformité aux normes de fiabilité applicables de la NERC, y compris les normes approuvées par la FERC qui entraîneront une augmentation du nombre des actifs (incluant les actifs liés à la cybersécurité) désignés comme des « actifs essentiels ». La NERC et la FERC continueront sans doute de modifier les normes de fiabilité existantes, ainsi que d'en élaborer et d'en adopter de nouvelles. La conformité à des normes de fiabilité modifiées ou nouvelles pourrait signifier de nouvelles obligations pour les entreprises de services publics de la Société établies aux États-Unis, en Colombie-Britannique et en Alberta, et donner lieu à une hausse possible des charges d'exploitation ou des dépenses en immobilisations. Si l'une ou l'autre des entreprises de services publics de la Société établies aux États-Unis enfreignait les normes de fiabilité obligatoires, elle s'exposerait à des sanctions pécuniaires pouvant atteindre 1 million \$ US par jour, pour chaque violation. Les coûts liés à la conformité et les coûts découlant de tout défaut de conformité avéré ou allégué pourraient avoir une incidence défavorable sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société.

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

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

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

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

En 2017, les échéances consolidées de la dette à terme fixe devraient totaliser 190 millions \$. La capacité d'effectuer les remboursements de la dette à long terme à l'échéance dépend de l'obtention par la Société et ses filiales d'un financement suffisant et économique pour rembourser la dette arrivant à échéance. Les activités sur les marchés financiers à l'échelle mondiale pourraient influencer sur les coûts de mobilisation de capital à long terme par la Société et ses filiales et sur le moment des émissions. Bien que la Société et ses entreprises de services publics aient réussi à mobiliser des capitaux à long terme à des taux raisonnables, le coût de mobilisation de capitaux pourrait augmenter et rien ne garantit que la Société et ses filiales continueront d'avoir accès à coût raisonnable à des capitaux à l'avenir.

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

En 2016, aucune modification n'a été apportée aux notations des titres de créance des entreprises de services publics de la Société, à l'exception de Central Hudson pour laquelle S&P a revu à la baisse la notation des titres de créance non garantis de premier rang, pour la faire passer de A à A-, et a fait passer la perspective de sa notation de négative à stable en juin 2016. Pour des renseignements sur les notations de la Société, se reporter à la rubrique « Notations » du présent rapport de gestion.

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

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

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

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

La direction prévoit que l'acquisition d'ITC procurera des avantages à la Société, notamment qu'elle fera croître le bénéfice par action ordinaire dès la première année suivant la clôture (à l'exception des charges liées à l'acquisition). Toutefois, il existe un risque qu'une partie ou la totalité des avantages prévus de l'acquisition ne se matérialisent pas, ou puissent ne pas se matérialiser dans les délais prévus. La réalisation de ces avantages peut subir l'incidence de divers facteurs, y compris des questions et des décisions en matière de réglementation, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de la Société. La réalisation des avantages prévus de l'acquisition dépendra, en partie, de la capacité de la Société à intégrer les activités d'ITC, et de l'attention et des ressources que la direction devra consacrer à l'intégration des pratiques commerciales et des fonctions de soutien. Le détournement de l'attention de la direction et les retards ou difficultés surgissant à l'égard de l'acquisition pour son intégration ou l'incapacité de réaliser tous les avantages prévus de l'acquisition pourraient avoir une incidence défavorable sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les flux de trésorerie de la Société.

***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 avoir une incidence néfaste sur la réputation de la Société.***

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

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

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

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

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

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

Malgré la préparation aux rigueurs climatiques, les tempêtes de verglas, de vent ou de neige, les ouragans et d'autres catastrophes naturelles constitueront toujours un risque pour les biens matériels des entreprises de services publics. Le réchauffement planétaire et les changements climatiques peuvent avoir comme effet d'accroître la gravité et la fréquence des catastrophes naturelles liées au climat qui pourraient toucher les territoires servis par la Société. Bien que les biens matériels des services publics aient été construits et soient exploités et entretenus de façon à résister à de telles conditions, rien ne garantit qu'ils parviendront à y résister en toutes circonstances.

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

**Les politiques de gestion des risques de la Société ne peuvent éliminer entièrement le risque lié aux fluctuations des prix des produits de base, ce qui pourrait entraîner des pertes importantes.**

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

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

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

Une importante partie des actifs, du bénéfice et des flux de trésorerie de la Société est libellée en dollars américains. La monnaie de présentation d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities, de Fortis Turks and Caicos et de BECOL est le dollar américain. Le bénéfice tiré des filiales étrangères et les investissements nets dans celles-ci sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. Bien que Fortis tente de limiter cette exposition en recourant à des emprunts libellés en dollars américains au niveau de l'entreprise, de telles mesures peuvent ne pas l'isoler complètement de cette exposition. Les gains ou pertes de change lors de la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars américains compensent partiellement les gains ou pertes de change lors de la conversion du bénéfice des filiales étrangères de la Société qui sont libellés en dollars américains. Au 31 décembre 2016, la dette à long terme de 3 511 millions \$ US (1 535 millions \$ US au 31 décembre 2015) de la Société était désignée comme couverture efficace d'une partie des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers. Au 31 décembre 2016, la Société avait des investissements nets dans des établissements à l'étranger d'environ 7 250 millions \$ US (3 137 millions \$ US au 31 décembre 2015) qui n'étaient pas couverts.

Du fait de l'acquisition d'ITC, les bénéfices et les flux de trésorerie consolidés de Fortis subissent encore plus l'incidence des fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. Sur une base annuelle, on estime qu'une variation à la hausse ou à la baisse de 5 cents du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien par rapport au taux de 1,00 \$ US = 1,34 \$ CA au 31 décembre 2016 se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse du résultat par action ordinaire de Fortis d'environ 7 cents.

Fortis peut conclure des contrats de change à terme et recourir à certains produits dérivés en tant que couverture de flux de trésorerie au titre de son exposition au risque du change dans une plus grande mesure que dans le passé. Il n'y a aucune garantie de l'efficacité de ces stratégies de couverture si celles-ci sont adoptées. En outre, les opérations de couverture de la monnaie comportent un risque de manque de liquidités et, dans la mesure où le dollar américain se déprécie en regard du dollar canadien, le risque de recourir à des opérations de couverture pourrait occasionner des pertes plus élevées que si les opérations de couverture n'avaient pas été utilisées. Les arrangements de couverture peuvent avoir comme effet de limiter ou de réduire les rendements totaux pour Fortis si les attentes de la direction sur les événements futurs ou la conjoncture future des marchés se révèlent inexactes, auquel cas les coûts associés aux stratégies de couverture pourraient l'emporter sur leurs avantages.

**Les modifications des lois fiscales pourraient avoir une incidence négative sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie de la Société.**

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

Les résultats des élections américaines de 2016, qui ont donné la victoire au candidat républicain à la présidence et consolidé la majorité du Parti républicain au Congrès, entraîneront probablement une certaine réforme de la fiscalité, y compris une révision des taux d'imposition. Le projet de loi proposant une réforme fiscale devrait être présenté au Congrès entre le début et le milieu de 2017, et pourrait être adopté avant la fin de l'année. Si le projet de réforme fiscale est entériné, cette modification de la loi fiscale pourrait avoir une incidence sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie des filiales de la Société aux États-Unis.

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

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 pour les services de transport pourrait avoir des conséquences défavorables sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie d'ITC.

FortisAlberta fait face à une concentration du risque de crédit, ses services de distribution étant facturés à un groupe relativement restreint de détaillants. Comme l'exige la réglementation, FortisAlberta réduit au minimum son exposition brute liée à la facturation des détaillants en obtenant de la part de ces derniers soit un dépôt au comptant, une caution, une lettre de crédit ou une notation de première qualité auprès d'une importante agence de notation, ou une garantie financière auprès d'une entité dont la notation est de première qualité.

UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy et Aitken Creek sont exposées à un risque de crédit en cas de défaut des contreparties à leurs instruments financiers dérivés. Ces filiales évaluent la solvabilité des clients conformément aux pratiques établies en matière d'approbation de crédit. 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 ces filiales.

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

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

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

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

Il existe d'autres enjeux concurrentiels qui se répercutent sur le choix du gaz naturel parmi les nouvelles offres rattachées aux habitations tels que les attributs écologiques de la source d'énergie et le type de logements construits. De plus, les politiques municipales et les autres politiques publiques peuvent réguler ou restreindre la source d'énergie permise dans les lotissements nouveaux ou existants. Dans les dernières années, le pourcentage de maisons neuves utilisant le gaz naturel a diminué par rapport au nombre total d'habitations construites en Colombie-Britannique.

**Toute perturbation dans les marchés énergétiques de gros ou tout défaut d'un fournisseur d'énergie ou de carburant pourrait être préjudiciable à la Société et à ses filiales.**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La gestion des émissions de gaz à effet de serre constitue une préoccupation particulière pour les entreprises de services publics réglementés de la Société au Canada et aux États-Unis, en raison principalement des lois, des réglementations et directives fédérales, provinciales et étatiques nouvelles et imminentes en matière de gaz à effet de serre. Par exemple, en 2015, le gouvernement fédéral des États-Unis a rendu public le Clean Power Plan, lequel limitait les émissions de gaz à effet de serre provenant des centrales de production d'électricité à combustible fossile existantes. En 2016, la mise en application du Clean Power Plan a été suspendue dans l'attente d'un contrôle judiciaire. Aujourd'hui, l'avenir du Clean Power Plan sous l'administration du président Trump est hautement incertain. Les entreprises de services publics continuent d'évaluer l'incidence que de tels changements législatifs pourraient avoir sur les activités futures, de même que les coûts de la conformité à ces nouvelles exigences. Toutefois, vu les grandes incertitudes actuelles liées à la réglementation fédérale et étatique sur les émissions de gaz à effet de serre aux États-Unis, il n'est pas possible de déterminer en ce moment l'incidence que cette réglementation aura en fin de compte sur les plans financier et opérationnel. Si l'une ou l'autre des centrales alimentées au charbon ou des installations de manutention du charbon desquelles les entreprises de services publics reçoivent de l'électricité devait fermer avant la fin de sa durée de vie utile en raison de modifications récentes ou futures apportées aux règlements environnementaux, les entreprises de services publics pourraient devoir déprécier leurs actifs de façon importante et devoir engager des dépenses supplémentaires relativement à l'amortissement accéléré, au déclassement des contrôles et installations et à l'annulation des contrats à long terme sur charbon de ces centrales et installations. La fermeture de n'importe laquelle de ces centrales pourrait contraindre les entreprises de services publics de la Société à engager des coûts plus élevés pour obtenir la capacité et l'énergie de remplacement. La Société pourrait ne pas être en mesure de recouvrer ces coûts au moyen des tarifs facturés aux clients. Les coûts non recouverts, s'ils sont élevés, pourraient avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie des entreprises de services publics de la Société.

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

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

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

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

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

***Le non-respect, par la Société, des exigences prévues au paragraphe 404(a) de la loi Sarbanes Oxley Act of 2002 (« la loi Sarbanes-Oxley ») à compter de l'exercice se terminant le 31 décembre 2017, et de façon régulière par la suite, pourrait miner la confiance des investisseurs et nuire à la réputation de la Société.***

À compter de l'exercice se terminant le 31 décembre 2017, les contrôles internes de la Société à l'égard de l'information financière doivent être conformes aux exigences du paragraphe 404(a) de la loi Sarbanes-Oxley et aux règles connexes de la SEC et du Public Company Accounting Oversight Board. De plus, les auditeurs indépendants de la Société devront attester l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société. La Société procède actuellement à l'évaluation de ses procédures de contrôle interne pour déterminer si elles respectent les exigences du paragraphe 404(a) de la loi Sarbanes-Oxley. Le fait pour la Société de ne pas respecter en permanence les exigences du paragraphe 404(a), ou toute défaillance dans ses contrôles internes, pourrait entraîner la perte de la confiance des investisseurs dans la fiabilité de ses états financiers, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur ses résultats d'exploitation, sa situation financière et ses flux de trésorerie, et ternir sa réputation. De plus, rien ne garantit que les auditeurs indépendants de la Société pourront fournir l'attestation requise.

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

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

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

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

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

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

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

### ***Les filiales de la Société peuvent subir la perte d'employés clés ou être dans l'incapacité d'embaucher et de retenir des employés qualifiés.***

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

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

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

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

## MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

Les nouvelles méthodes comptables relatives aux PCGR des États-Unis qui s'appliquent à Fortis et que Fortis a adoptées en 2016, sont présentées ci-après.

**Présentation des incertitudes quant à la capacité d'une entité de poursuivre ses activités :** Le 1<sup>er</sup> janvier 2016, la Société a adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2014-15, qui fournit une ligne directrice quant à la responsabilité de la direction d'évaluer s'il existe un doute important sur la capacité d'une entité de poursuivre ses activités et de fournir les informations connexes. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société et les informations connexes.

**Simplification de la présentation de l'état des résultats par l'élimination du concept d'éléments extraordinaires :** Le 1<sup>er</sup> janvier 2016, la Société a adopté de façon prospective l'ASU 2015-01, qui fait partie du projet du Financial Accounting Standards Board (« FASB ») visant à réduire la complexité des méthodes comptables en éliminant le concept d'éléments extraordinaires. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

**Modifications à l'analyse de consolidation :** Le 1<sup>er</sup> janvier 2016, la Société a adopté l'ASU 2015-02, qui modifie l'analyse qu'une entité publiante doit mettre en œuvre afin de déterminer si elle doit consolider certains types d'entités légales. Plus précisément, les modifications relatives aux sociétés en commandite : i) changent l'évaluation visant à déterminer si les sociétés en commandite et les entités juridiques semblables sont des entités à détenteurs de droits variables ou des entités à détenteurs de droits de vote et ii) renversent la présomption qu'un commandité doit consolider une société en commandite. Les modifications dans cette mise à jour n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société. Toutefois, la participation conférant le contrôle de 51 % de la Société dans la société Waneta doit être considérée non plus comme un placement dans une entité à détenteurs de droits de vote, mais comme une entité à détenteurs de droits variables, ce qui a donné lieu à la présentation de davantage d'informations.

**Simplification de la comptabilité des ajustements pour la période d'évaluation :** Le 1<sup>er</sup> janvier 2016, la Société a adopté de façon prospective l'ASU 2015-16, qui exige que, dans le cadre d'un regroupement d'entreprises, l'acquéreur comptabilise les ajustements aux montants provisoires établis pendant la période d'évaluation, pendant la période au cours de laquelle ces ajustements sont établis. Auparavant, ces ajustements devaient être comptabilisés de façon rétrospective. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

**Améliorations apportées à la comptabilisation des paiements fondés sur des actions :** Le 1<sup>er</sup> janvier 2016, la Société a adopté de façon anticipée l'ASU 2016-09, qui simplifie la comptabilisation des opérations de paiements fondés sur des actions, y compris les incidences fiscales, le classement des attributions comme capitaux propres ou comme passifs, et le classement à l'état des flux de trésorerie. Cette ligne directrice exige que toutes les économies d'impôts excédentaires et insuffisances fiscales soient comptabilisées dans la charge ou le recouvrement d'impôts sur les bénéfices dans l'état des résultats consolidé. Dès l'adoption de la ligne directrice, selon une approche rétrospective modifiée, la Société a comptabilisé un rajustement cumulatif de 16 millions \$ lié à des économies d'impôts excédentaires non comptabilisées de périodes antérieures pour UNS Energy, ce qui a eu pour effet d'augmenter les bénéfices non répartis et de diminuer les passifs d'impôts reportés. En 2016, l'adoption de cette mise à jour a également entraîné une diminution de 7 millions \$ de la charge d'impôts sur les bénéfices et une diminution des passifs d'impôts reportés attribuables aux économies d'impôts excédentaires d'ITC à compter de la date d'acquisition, liés en grande partie à une accélération de l'acquisition des droits rattachés aux attributions d'actions à titre de rémunération à base d'actions de la société par suite de l'acquisition. Cette ligne directrice offre également un choix de méthode comptable à l'égard des extinctions, soit d'établir des extinctions estimatives ou de comptabiliser les extinctions lorsqu'elles surviennent. La Société a choisi de comptabiliser les extinctions lorsqu'elles surviennent. Ce choix de méthode n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

## PRISES DE POSITION COMPTABLES FUTURES

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

**Produits des activités ordinaires tirés des contrats conclus avec des clients :** L'ASU 2014-09 a été publiée en mai 2014, et les modifications présentées dans cette mise à jour créent le Topic 606 de l'Accounting Standards Codification (« ASC »), *Revenue from Contracts with Customers*, et remplacent les exigences de comptabilisation des produits du Topic 605 de l'ASC, *Revenue Recognition*, y compris la plupart des lignes directrices concernant la comptabilisation des produits selon les secteurs partout dans la codification. Cette norme clarifie les principes de comptabilisation des produits qui peuvent s'appliquer uniformément à des opérations, des secteurs et des marchés financiers divers. Un certain nombre d'autres ASU ont été publiées en 2016, clarifiant les indications liées à la mise en œuvre du Topic 606 de l'ASC. Cette norme, de même que toutes les ASU connexes, entrent en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2017. L'adoption anticipée est permise pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2016. La Société a choisi de ne pas adopter la norme par anticipation.

La nouvelle norme comprend deux méthodes de transition qui peuvent être utilisées dans le cadre de son application : i) la méthode rétrospective intégrale, selon laquelle les chiffres des périodes comparatives doivent être retraités et l'incidence cumulative de l'application de la norme doit être comptabilisée en date du 1<sup>er</sup> janvier 2017, soit la première période présentée; et ii) la méthode rétrospective modifiée, selon laquelle les chiffres des périodes comparatives ne sont pas retraités et l'incidence cumulative de l'application de la norme doit être comptabilisée en date de l'acquisition initiale, soit le 1<sup>er</sup> janvier 2018. La Société prévoit utiliser la méthode rétrospective modifiée; elle continue toutefois à suivre de près l'évolution du secteur. Tout fait nouveau important touchant le secteur pourrait modifier la méthode d'adoption prévue de la Société.

En majeure partie, les produits de la Société sont générés par les ventes d'énergie aux clients de détail en fonction des tarifs publiés, comme les organismes de réglementation respectifs le permettent, et par les services de transport, et sont considérés entrer dans le champ d'application de l'ASU 2014-09. Fortis ne prévoit pas que l'adoption de cette norme, et de toutes les ASU connexes, aura une incidence significative sur la comptabilisation des produits générés par les ventes d'énergie aux clients de détail ou sur ses autres sources de produits importantes; la Société prévoit cependant que l'adoption de la norme aura une incidence sur ses obligations d'information. Certaines questions d'interprétation propres au secteur, notamment les apports sous forme d'aide à la construction, restent encore en suspens et les conclusions qui seront tirées, si elles sont différentes de celles qui sont actuellement prévues, pourraient avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société et les informations connexes. Fortis continue de suivre l'évolution du secteur en ce qui a trait à la nouvelle norme.

**Comptabilisation et évaluation des actifs financiers et des passifs financiers :** L'ASU 2016-01, *Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*, a été publiée en janvier 2016, et les modifications de cette mise à jour visent certains aspects de la comptabilisation, de l'évaluation, de la présentation et des informations à présenter à l'égard des instruments financiers. Les modifications exigent notamment ce qui suit : i) les placements en titres de capitaux propres dans les entités non consolidées (entités autres que celles comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence) doivent être évalués à la juste valeur par le biais du résultat net; 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, diminué de toute dépréciation, et plus ou moins les ajustements ultérieurs liés aux variations des cours observables; et ii) les actifs et les passifs financiers doivent être présentés séparément dans les notes des états financiers consolidés et regroupés par classe d'évaluation et type d'actif financier. Cette mise à jour entre en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2017. Fortis évalue l'incidence que l'adoption de cette mise à jour aura sur ses états financiers consolidés et les informations connexes.

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

**Évaluation des pertes de crédit liées aux instruments financiers :** L'ASU 2016-13, *Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*, a été publiée en juin 2016 et les modifications présentées dans cette mise à jour imposent aux entités l'utilisation d'un modèle d'évaluation des pertes de crédit attendues et la prise en compte d'un éventail plus large d'informations raisonnables et justifiables afin d'éclairer les estimations de pertes de crédit. Cette norme prend effet pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2019 et doit être appliquée selon une approche rétrospective modifiée. L'adoption anticipée est permise pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2018. Fortis évalue l'incidence que l'adoption de cette mise à jour aura sur ses états financiers consolidés et les informations connexes.

**Simplification du test de dépréciation de l'écart d'acquisition :** L'ASU 2017-04, *Simplifying the Test for Goodwill Impairment*, a été publiée en janvier 2017, et les modifications présentées dans cette mise à jour simplifient l'évaluation ultérieure de l'écart d'acquisition en éliminant la deuxième étape de l'actuel test de dépréciation de l'écart d'acquisition en deux étapes. Une entité utilisera un test de dépréciation quantitatif en une étape pour comptabiliser une perte de valeur correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur de l'unité d'exploitation, sans excéder le montant total de l'écart d'acquisition affecté à cette unité d'exploitation. La nouvelle ligne directrice ne modifie pas l'évaluation qualitative optionnelle de la dépréciation de l'écart d'acquisition. Cette mise à jour entre en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2019 et doit être appliquée de façon prospective. L'adoption anticipée est permise pour les tests de dépréciation intermédiaire et annuel de l'écart d'acquisition effectués après le 1<sup>er</sup> janvier 2017. Fortis prévoit adopter de façon anticipée cette mise à jour en 2017, mais ne s'attend pas à ce qu'elle ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés et les informations connexes.

## INSTRUMENTS FINANCIERS

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

### Instruments financiers

Passif au 31 décembre <i>(en millions \$)</i>	2016		2015	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an	21 219	22 523	11 244	12 614
Billet de la société Waneta	59	61	56	59

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

Le tableau suivant présente, selon les niveaux de la hiérarchie des justes valeurs, les actifs et les passifs de la Société comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente. Ces actifs et ces passifs sont classés entièrement en fonction du niveau le plus faible des données qui est important pour l'évaluation à la juste valeur et il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux au cours des périodes présentées. Pour les instruments dérivés, la Société a adopté la présentation au montant brut pour ses contrats dérivés visés par des conventions-cadres de compensation et des garanties.

### Instruments financiers comptabilisés à la juste valeur

Aux 31 décembre <i>(en millions \$)</i>	Hiérarchie des justes valeurs	2016	2015
<b>Actif</b>			
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>1,2,3</sup>	Niveaux 1/2/3	19	7
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>1,2</sup>	Niveau 3	3	2
Swaps de taux d'intérêt – couvertures de flux de trésorerie <sup>4</sup>	Niveau 2	11	–
Placement disponible à la vente	Niveau 1	–	33
Actifs détenus en vue de la vente	Niveau 2	–	9
Autres placements <sup>5</sup>	Niveau 1	69	12
<b>Total de l'actif, montant brut</b>		<b>102</b>	63
Moins : Compensation de soldes de contreparties présentés au montant brut aux bilans <sup>6</sup>		(9)	(6)
<b>Total de l'actif, montant net</b>		<b>93</b>	57
<b>Passif</b>			
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>1,2,7</sup>	Niveaux 2/3	26	78
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>1</sup>	Niveau 2	9	–
Swaps de taux d'intérêt – couvertures de flux de trésorerie <sup>4</sup>	Niveau 2	3	5
<b>Total du passif, montant brut</b>		<b>38</b>	83
Moins : Compensation de soldes de contreparties présentés au montant brut aux bilans <sup>6</sup>		(9)	(6)
<b>Total du passif, montant net</b>		<b>29</b>	77

<sup>1</sup> La juste valeur des contrats d'énergie de la Société est comptabilisée dans les débiteurs et autres actifs à court terme, les autres actifs à long terme, les créditeurs et autres passifs à court terme et les autres passifs à long terme. Les gains latents ou pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats sont reportés comme un actif ou passif réglementaire en vue de leur recouvrement auprès des clients ou de leur remboursement aux clients dans les tarifs comme autorisé par les organismes de réglementation, sauf pour les contrats de ventes en gros à long terme et certains contrats de swap sur gaz.

<sup>2</sup> La modification d'une ou de plusieurs données non observables pourrait avoir une incidence importante sur l'évaluation à la juste valeur, selon l'ampleur et l'orientation de la modification de chaque donnée. L'incidence des variations de la juste valeur est assujettie au recouvrement réglementaire, sauf pour les contrats de ventes en gros à long terme et certains contrats de swap sur gaz.

<sup>3</sup> Au 31 décembre 2016, comprend : 1 million \$ – niveau 1, 13 millions \$ – niveau 2 et 5 millions \$ – niveau 3 (2 millions \$ – niveau 2 et 5 millions \$ – niveau 3 au 31 décembre 2015).

<sup>4</sup> La juste valeur des swaps de taux d'intérêt de la Société est comptabilisée dans les débiteurs et autres actifs à court terme, les créditeurs et autres passifs à court terme et les autres passifs à long terme.

<sup>5</sup> Inclus dans les autres actifs à long terme inscrits au bilan consolidé.

<sup>6</sup> Certains contrats d'énergie font l'objet de conventions-cadres de compensation exécutoires pour atténuer le risque de crédit, et sont compensés s'il existe une intention et un droit légal de compensation.

<sup>7</sup> Au 31 décembre 2016, comprend : 21 millions \$ – niveau 2 et 5 millions \$ – niveau 3 (1 million \$ – niveau 1, 52 millions \$ – niveau 2 et 25 millions \$ – niveau 3 au 31 décembre 2015).

## **Instruments dérivés**

De façon générale, la Société limite l'utilisation d'instruments dérivés à ceux qui peuvent servir de couvertures comptables, de couvertures économiques ou de couvertures de flux de trésorerie, ou à ceux qui sont approuvés à des fins de recouvrement réglementaire. La Société comptabilise à la juste valeur tous les instruments dérivés, à l'exception de certains instruments comme les dérivés qui sont admissibles à l'exception relative aux achats et aux ventes dans le cours normal des affaires. La juste valeur des instruments dérivés est une estimation des montants que la Société recevrait ou devrait payer pour résilier les obligations contractuelles en cours à la date du bilan.

### ***Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire***

UNS Energy détient des contrats d'achat d'électricité ainsi que des swaps et contrats d'options sur gaz afin de réduire l'exposition au risque lié au prix de l'énergie associé aux besoins d'achat d'électricité et aux besoins en gaz naturel. UNS Energy utilise principalement l'approche axée sur le marché en ce qui a trait aux évaluations à la juste valeur, en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants, lorsque c'est possible. Lorsque des prix publiés ne sont pas disponibles, des ajustements sont effectués en fonction de l'historique des rapports sur la courbe des prix, des coûts de transport et des pertes en ligne. La juste valeur des contrats d'options sur gaz est estimée en fonction du modèle d'évaluation des options de Black et Scholes qui comprend des données telles que la volatilité implicite, les taux d'intérêt et les courbes des cours à terme. UNS Energy tient également compte de l'incidence du risque de crédit de la contrepartie en utilisant les taux de défaut et les taux de recouvrement courants et historiques, ainsi que son propre risque de crédit en utilisant les données relatives aux swaps sur défaillance de crédit.

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

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

Au 31 décembre 2016, ces dérivés de contrats d'énergie n'étaient pas désignés comme des couvertures; néanmoins, les gains latents et les pertes latentes provenant des variations de la juste valeur des dérivés sont reportés à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients dans les tarifs futurs, comme les organismes de réglementation le permettent. Ces pertes latentes et ces gains latents seraient autrement comptabilisés à l'état des résultats. Au 31 décembre 2016, des pertes latentes de 19 millions \$ (74 millions \$ au 31 décembre 2015) ont été comptabilisées dans les actifs réglementaires, et des gains latents de 12 millions \$ (3 millions \$ au 31 décembre 2015) ont été comptabilisés dans les passifs réglementaires.

### ***Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire***

UNS Energy a conclu des contrats de ventes en gros à long terme qui sont admissibles comme instruments dérivés. Les gains latents et les pertes latentes sur ces instruments dérivés sont comptabilisés à l'état des résultats, puisqu'ils ne peuvent faire l'objet d'un report réglementaire. Dix pour cent de tous les gains réalisés sur ces contrats sont partagés avec les clients au moyen des comptes de stabilisation tarifaire d'UNS Energy.

Aitken Creek détient des primes liées aux contrats d'approvisionnement en gaz naturel et des swaps sur gaz pour gérer son exposition aux variations de prix du gaz naturel, prendre en compte les écarts de prix du gaz naturel et gérer le risque financier posé par les opérations de livraison physique. La juste valeur des swaps sur gaz a été calculée à l'aide des prix à terme fournis par des tiers indépendants. Les gains latents et les pertes latentes sur ces instruments dérivés sont comptabilisés à l'état des résultats. Au 31 décembre 2016, les pertes latentes totalisaient 9 millions \$ (6 millions \$ après impôts).

### ***Couvertures de flux de trésorerie***

UNS Energy détient des swaps de taux d'intérêt, qui expirent en 2020, afin de réduire son exposition à la volatilité des taux d'intérêt variables sur des obligations liées aux contrats de location-acquisition.

ITC a conclu des swaps de taux d'intérêt différé d'une valeur nominale de 100 millions \$ US, qui entrent en vigueur en janvier 2018 et arrivent à échéance en 2028. Les contrats contiennent une clause de résiliation anticipée obligatoire et seront résiliés au plus tard à la date de prise d'effet. Les swaps de taux d'intérêt couvrent le risque de taux d'intérêt lié à l'émission future prévue de titres de créance à taux fixe en vue du refinancement de la dette à long terme de 385 millions \$ US qui arrive à échéance en janvier 2018. Au 31 décembre 2016, le gain latent sur les dérivés s'élevait à 11 millions \$ (8 millions \$ US).

Les gains latents et les pertes latentes sur les couvertures de flux de trésorerie sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu et reclassés à l'état des résultats à titre de composante des intérêts débiteurs sur la durée de l'instrument d'emprunt couvert. La perte qui devrait être reclassée dans les bénéfices au cours des douze prochains mois est estimée à environ 5 millions \$. Les flux de trésorerie liés au règlement de l'ensemble des instruments dérivés sont inclus dans les activités d'exploitation aux états des flux de trésorerie consolidés de la Société.

## Volume des activités liées aux dérivés

Au 31 décembre 2016, les volumes notionnels des dérivés sur électricité et sur gaz naturel devant être réglés étaient les suivants.

Volume	Échéance (année)	Contrats (Nbre)	2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite
<b>Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire :</b>								
Swaps sur électricité (GWh)	2019	8	<b>1 089</b>	657	438	–	–	–
Contrats d'achat d'électricité (GWh)	2017	39	<b>1 252</b>	–	–	–	–	–
Swaps et contrats d'options sur gaz (PJ)	2019	108	<b>20</b>	11	4	–	–	–
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (PJ)	2024	85	<b>82</b>	45	26	22	22	43
<b>Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire :</b>								
Contrats de ventes en gros à long terme (GWh)	2017	18	<b>2 058</b>	–	–	–	–	–
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (PJ)	2017	226	<b>15</b>	–	–	–	–	–
Swaps sur gaz (PJ)	2017	7	<b>4</b>	–	–	–	–	–

## ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

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

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

Au 31 décembre 2016, Fortis a comptabilisé des actifs et des passifs réglementaires totalisant respectivement 2,9 milliards \$ et 2,2 milliards \$ (respectivement 2,5 milliards \$ et 1,6 milliard \$ au 31 décembre 2015). La hausse des actifs et des passifs réglementaires comparativement à ceux du 31 décembre 2015 est surtout liée à l'acquisition d'ITC. Pour une analyse approfondie de la nature des décisions réglementaires, voir la rubrique « Faits saillants en matière de réglementaire » du présent rapport de gestion.

**Amortissements :** Les amortissements sont des estimations fondées principalement sur la durée de vie utile des actifs. L'estimation de la durée de vie utile se fonde sur des faits courants et l'information historique et tient compte de la durée de vie prévue des actifs. Au 31 décembre 2016, les immobilisations et les actifs incorporels consolidés de la Société totalisaient environ 30,3 milliards \$, soit environ 63 % des actifs consolidés, comparativement à environ 20,1 milliards \$, ou environ 70 % du total des actifs consolidés au 31 décembre 2015. La dotation aux amortissements a été de 983 millions \$ en 2016, en regard de 873 millions \$ en 2015.

La majorité des entreprises de services publics réglementés de la Société enregistrent des coûts estimatifs d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans la dotation aux amortissements, la charge d'amortissement étant constatée à titre de passif réglementaire à long terme. Les coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés. Les coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont estimés d'après les données historiques et les tendances prévues des coûts. Le solde de ce passif réglementaire au 31 décembre 2016 atteignait 1,2 milliard \$, soit une hausse de 0,1 milliard \$ par rapport au solde de 1,1 milliard \$ au 31 décembre 2015, principalement en raison de l'acquisition d'ITC.

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

Dans le cadre du processus d'établissement des tarifs facturés aux clients, les entreprises de services publics réglementés de la Société soumettent des taux d'amortissement et de coûts d'enlèvement appropriés, le cas échéant, à l'approbation des organismes de réglementation respectifs. Les périodes et les taux d'amortissement utilisés sont constamment révisés pour s'assurer qu'ils restent appropriés. De temps à autre, des tierces parties effectuent des études sur l'amortissement des biens des entreprises de services publics réglementés. Selon les résultats de ces études, l'incidence de tout écart positif ou négatif d'amortissement entre les données réelles et les données prévues incluses dans les taux d'amortissement antérieurs est habituellement reflétée dans les taux d'amortissement futurs et la dotation aux amortissements future, et les sommes correspondantes sont soit remboursées aux clients, soit récupérées à même les tarifs facturés à la clientèle selon l'approbation de l'organisme de réglementation.

**Évaluation de la dépréciation de l'écart d'acquisition :** L'écart d'acquisition représente l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des montants nets attribués aux actifs incorporels identifiables acquis dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. La Société procède à un test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuellement le 1<sup>er</sup> octobre, ou plus fréquemment si un événement ou un changement de circonstances se produit et laisse croire que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable. Aucun événement ou changement de circonstances de ce genre ne s'est produit en 2016 ou en 2015.

Au 31 décembre 2016, l'écart d'acquisition consolidé totalisait environ 12,4 milliards \$ (4,2 milliards \$ au 31 décembre 2015). L'augmentation de l'écart d'acquisition a résulté de l'acquisition d'ITC.

Fortis effectue une évaluation annuelle interne des facteurs qualitatifs et quantitatifs de chaque unité d'exploitation à laquelle un écart d'acquisition a été affecté. La Société a, au total, 12 unités d'exploitation auxquelles un écart d'acquisition a été affecté aux dates d'acquisition respectives par Fortis. Au 1<sup>er</sup> octobre 2016, la Société a terminé l'évaluation de l'écart d'acquisition de 11 unités d'exploitation et, à l'acquisition d'ITC en octobre 2016, a procédé à la répartition du prix d'achat et soumis l'écart d'acquisition connexe à un test de dépréciation.

Pour les unités d'exploitation dont : i) l'évaluation par la direction des facteurs quantitatifs et qualitatifs indique qu'il n'est pas probable à plus de 50 % que la juste valeur soit supérieure à la valeur comptable, ou dont ii) l'excédent de la juste valeur estimée par rapport à la valeur comptable, comme établi par un consultant externe à la date du dernier test de dépréciation, n'est pas important, la juste valeur de l'unité d'exploitation est alors estimée par un consultant externe au cours de l'exercice considéré. Malgré l'approche décrite ci-dessus, il est possible de faire estimer par un consultant externe la juste valeur d'une unité d'exploitation à laquelle un écart d'acquisition a été affecté à la date du test de dépréciation annuel, puisque Fortis devra au minimum faire évaluer la juste valeur de chacune de ses unités d'exploitation importantes par un consultant externe une fois tous les cinq ans.

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

Le test annuel de dépréciation de l'écart d'acquisition effectué par la Société a révélé que la juste valeur de chaque unité d'exploitation excédait sa valeur comptable, de sorte qu'aucune provision pour moins-value n'a été nécessaire pour 2016 et 2015.

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

## Avantages sociaux futurs :

### Régimes de retraite à prestations déterminées

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

Le taux de rendement à long terme moyen pondéré prévu des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées, aux fins de l'estimation du coût net des régimes de retraite pour 2017, est de 5,97 %, en baisse par rapport au taux de 6,25 % utilisé en 2016. La diminution du taux de rendement à long terme moyen s'explique par l'investissement des actifs des régimes dans des titres à revenu fixe plutôt que dans des actions, et par le rendement plus faible que prévu des placements à revenu fixe. Les actifs des régimes de retraite à prestations déterminées ont eu des rendements positifs totalisant environ 187 millions \$ en 2016, comparativement à des rendements positifs prévus de 145 millions \$. Les taux de rendement à long terme prévus des actifs des régimes de retraite sont élaborés par la direction avec l'aide d'actuaire indépendants à partir des hypothèses les plus probables du rendement, de la volatilité et des corrélations prévus pour chaque catégorie d'actifs. Les hypothèses les plus probables reposent sur le rendement historique, les attentes futures et le rééquilibrage périodique des portefeuilles entre les diverses catégories d'actifs.

Le taux d'actualisation moyen pondéré présumé qui a servi à évaluer les obligations au titre des prestations projetées au 31 décembre 2016 et à établir le coût net des régimes de retraite pour 2017 est de 4,00 %, comparativement au taux d'actualisation moyen pondéré présumé de 4,21 % utilisé pour évaluer les obligations au titre des prestations projetées au 31 décembre 2015 et pour établir le coût net des régimes de retraite pour 2016. Les taux d'actualisation reflètent les taux d'intérêt du marché sur les obligations de grande qualité assurant des flux de trésorerie qui correspondent à l'échelonnement et au montant des versements prévus au titre des prestations de retraite. La méthode d'établissement des taux d'actualisation est conforme à celle utilisée pour établir les taux d'actualisation à l'exercice précédent. En 2015, ITC, entreprise nouvellement acquise, et UNS Energy ont adopté la méthode du taux en vigueur pour déterminer le coût net des régimes de retraite pour les exercices futurs.

En 2016, le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées consolidé a diminué de 9 millions \$ par rapport à 2015, en raison surtout de la baisse de l'amortissement des pertes actuarielles en 2016 par rapport à 2015, en partie contrebalancée par des charges additionnelles liées à l'acquisition d'ITC. Toute augmentation ou diminution du coût net des régimes de retraite à prestations déterminées des entreprises de services publics réglementés pour 2017 devrait être recouvrée auprès de la clientèle à même les tarifs, sous réserve d'un décalage attribuable à la réglementation et du risque lié aux prévisions pour certaines des entreprises de services publics.

Le tableau qui suit présente les incidences d'une variation de 100 points de base du taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite et du taux d'actualisation sur le coût net au titre des prestations des régimes de retraite de 2016 et sur l'obligation au titre des prestations projetées connexe qui est comptabilisée dans les états financiers consolidés audités de 2016 de la Société.

## Analyse de sensibilité à une variation du taux de rendement des actifs des régimes et du taux d'actualisation

Exercice clos le 31 décembre 2016

### (Diminution) augmentation

(en millions \$)

	Coût net au titre des prestations des régimes de retraite	Obligation au titre des prestations projetées <sup>1</sup>
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux de rendement	(24)	–
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux de rendement	19	(52)
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	(36)	(396)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	48	490

<sup>1</sup> Certains régimes de retraite à prestations déterminées de FortisBC Energy et de FortisBC Electric comportent des dispositions d'indexation des prestations de retraite qui prévoient qu'une tranche des rendements des placements doit être affectée à l'indexation des prestations de retraite. Par conséquent, une variation du taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite a une incidence sur l'obligation au titre des prestations projetées. La direction de l'incidence d'une variation de l'hypothèse de taux de rendement pour FortisBC Energy et FortisBC Electric résulte également de la méthode utilisée pour établir l'hypothèse d'indexation des prestations de retraite.

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

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

Au 31 décembre 2016, pour l'ensemble des régimes de retraite à prestations déterminées, la Société avait des obligations au titre des prestations projetées consolidées de 3,0 milliards \$ (2,8 milliards \$ au 31 décembre 2015) et des actifs de régimes consolidés de 2,6 milliards \$ (2,5 milliards \$ au 31 décembre 2015), pour une situation de capitalisation consolidée en position de passif de 0,4 milliard \$ (0,4 milliard \$ au 31 décembre 2015). En 2016, la Société a comptabilisé un coût net au titre des prestations des régimes de retraite consolidé de 88 millions \$ (97 millions \$ en 2015).

## Régimes d'ACR

Les régimes d'ACR de la Société et de ses filiales sont également assujettis aux estimations utilisées pour le calcul actuariel du coût et des obligations au titre des prestations constituées. Des hypothèses semblables à celles décrites ci-dessus, à l'exception de l'hypothèse relative au taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes de retraite, qui s'applique uniquement aux régimes d'ACR d'ITC, d'UNS Energy et de Central Hudson, ainsi que le taux tendanciel du coût des soins de santé, ont aussi été utilisées par la direction pour établir le coût net des régimes d'ACR et des obligations au titre des prestations constituées.

Les actifs des régimes d'ACR d'ITC, d'UNS Energy et de Central Hudson ont eu des rendements positifs de 13 millions \$ en 2016, comparativement à des rendements positifs prévus d'environ 12 millions \$.

Le tableau qui suit présente les incidences d'une variation de 100 points de base du taux tendanciel du coût des soins de santé et du taux d'actualisation sur le coût net des régimes d'ACR pour 2016 et sur l'obligation connexe au titre des prestations constituées consolidée comptabilisée dans les états financiers consolidés audités de 2016 de la Société.

## Analyse de sensibilité à une variation du taux tendanciel du coût des soins de santé et du taux d'actualisation

Exercice clos le 31 décembre 2016

### Augmentation (diminution)

(en millions \$)

	Coût net des régimes d'ACR	Obligation au titre des prestations constituées
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux tendanciel du coût des soins de santé	12	89
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux tendanciel du coût des soins de santé	(8)	(71)
Incidence d'une augmentation de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	(6)	(91)
Incidence d'une diminution de 100 points de base de l'hypothèse de taux d'actualisation	9	113

ITC, Central Hudson, FortisBC Energy, FortisBC Electric et Newfoundland Power ont, comme approuvé par les organismes de réglementation, des mécanismes de report des écarts entre le coût net des régimes d'ACR réel et le coût net des régimes d'ACR prévu, utilisés pour établir les tarifs facturés à la clientèle, à titre d'actif réglementaire ou de passif réglementaire. Toutefois, rien ne garantit que de tels mécanismes de report existeront dans l'avenir puisqu'ils dépendent des décisions et ordonnances réglementaires futures.

Au 31 décembre 2016, pour l'ensemble des régimes d'ACR, la Société avait des obligations au titre des prestations constituées consolidées de 676 millions \$ (574 millions \$ au 31 décembre 2015) et des actifs de régimes consolidés de 252 millions \$ (181 millions \$ au 31 décembre 2015), pour une situation de capitalisation consolidée en position de passif de 424 millions \$ (393 millions \$ au 31 décembre 2015). En 2016, la Société a comptabilisé un coût net au titre des prestations des régimes d'ACR consolidé de 30 millions \$ (27 millions \$ en 2015).

**Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations :** L'évaluation de la juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations exige que des estimations raisonnables soient faites à l'égard du mode et de la date de règlement des coûts de mise hors service de ces immobilisations qui comportent des obligations juridiques. Des incertitudes pèsent également sur l'estimation des coûts futurs de mise hors service des immobilisations en raison d'événements externes potentiels, tels que des modifications de lois ou règlements, et des percées dans les technologies de remise en état des lieux. La Société a des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relativement à la remise en état de centrales hydroélectriques, à des installations d'interconnexion, à des contrats d'approvisionnement en énergie de gros, à certains actifs du réseau de distribution et à des terrains.

La nature, le montant et le moment des coûts liés à la remise en état de terrains et de l'environnement ou à l'enlèvement d'actifs ne peuvent faire l'objet d'une estimation raisonnable à l'heure actuelle puisqu'il est normalement prévu que les actifs de production hydroélectrique et de transport et de distribution seront utilisés pendant une période indéfinie en raison de la nature de leur utilisation; que les licences, les permis, les ententes d'installations d'interconnexion, les contrats d'approvisionnement en énergie de gros et les droits de passage devraient être raisonnablement renouvelés ou prolongés pour une période indéfinie afin de maintenir l'intégrité des actifs connexes et d'assurer la prestation continue du service aux clients; qu'un bail foncier sera renouvelé pour une période indéfinie; et que la nature et le montant exacts de la remise en état de terrains ne peuvent être établis. S'il arrivait que des problèmes environnementaux se révèlent, que des actifs soient mis hors service ou que les licences, permis, ententes et baux applicables soient résiliés, des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations seraient alors comptabilisées, à la condition que les coûts puissent faire l'objet d'une estimation raisonnable et qu'ils soient importants.

Au 31 décembre 2016, le total des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la Société s'élevait à 58 millions \$ (49 millions \$ au 31 décembre 2015). Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations étaient associées à l'enlèvement de l'huile contaminée aux biphényles polychlorés (« BPC ») de l'équipement, à des mesures d'enlèvement d'amiante et à la remise en état de certains actifs liés à la production d'énergie et à la production photovoltaïque. Le total du passif au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations au 31 décembre 2016 est classé dans le bilan consolidé à titre d'autre passif à long terme, avec un montant correspondant dans les immobilisations de services publics. Tous les facteurs utilisés pour estimer les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la Société constituent la meilleure estimation par la direction quant à la juste valeur des coûts requis pour se conformer aux lois et règlements existants. Il est raisonnablement possible que les volumes d'actifs contaminés, les taux d'inflation présumés, les estimations de coûts pour exécuter les travaux et la tendance présumée des flux de trésorerie annuels se révèlent très différents des hypothèses actuelles. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations peuvent changer d'une période à l'autre en raison de changements dans les estimations.

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

Le total des produits non facturés comptabilisés pour la période correspond aux ventes d'électricité et de gaz naturel estimatives aux clients pour la période depuis la dernière lecture des compteurs, calculées aux tarifs approuvés par les organismes de réglementation respectifs. Le calcul des ventes d'électricité et de gaz estimatives exige généralement une analyse de la consommation historique par rapport à des facteurs clés comme le prix courant du gaz naturel et de l'électricité, la croissance de la population, l'activité économique, les conditions climatiques et les pertes du réseau. Le processus d'estimation de la consommation d'électricité et de gaz naturel non facturée entraînera des ajustements des produits pour les périodes où ces ajustements sont confirmés en raison du fait que les résultats réels diffèrent des estimations. Au 31 décembre 2016, les produits non facturés comptabilisés dans les débiteurs étaient d'environ 551 millions \$ (404 millions \$ au 31 décembre 2015) sur des produits consolidés de 6,8 milliards \$ pour 2016 (6,8 milliards \$ pour 2015). L'augmentation des produits non facturés comptabilisés depuis le 31 décembre 2015 est principalement attribuable à l'acquisition d'ITC.

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

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

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

## Central Hudson

### *Litige sur l'amiante*

Avant et après son acquisition par Fortis, diverses poursuites liées à l'amiante ont été intentées contre Central Hudson. Bien qu'un total de 3 363 poursuites liées à l'amiante aient été intentées, 1 175 étaient pendantes au 31 décembre 2016. Parmi les poursuites intentées contre Central Hudson qui ne sont plus en instance, 2 032 ont été rejetées ou abandonnées sans paiement de la part de la société, et Central Hudson a réglé les 156 autres poursuites. La société n'est actuellement pas en mesure d'évaluer la validité des poursuites en instance liées à l'amiante; toutefois, à partir de l'information dont Central Hudson dispose à ce jour, y compris l'historique de la société en matière de règlement et de rejet des poursuites liées à l'amiante, Central Hudson croit que les coûts qui pourraient être engagés relativement aux poursuites en instance n'auront pas d'incidence importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie et, par conséquent, aucun montant n'a été provisionné dans les états financiers consolidés.

## FHI

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

## Fortis et ITC

À la suite de l'annonce de l'acquisition d'ITC en février 2016, des actions ont été intentées contre Fortis et d'autres défendeurs devant la Cour de circuit du comté d'Oakland dans l'État du Michigan (« Cour supérieure ») et la Cour de district des États-Unis dans le district est du Michigan et pour ce district. Les demandeurs allèguent, entre autres, que les administrateurs d'ITC auraient manqué à leurs obligations fiduciaires dans le cadre de la conclusion de la convention de fusion et qu'ITC, Fortis, FortisUS Inc. et Element Acquisition Sub Inc. auraient favorisé et encouragé ces manquements. Les demandeurs ont sollicité l'autorisation de lancer un recours collectif et réclamé une variété de redressements, notamment des dommages-intérêts non déterminés et l'attribution de dépens, y compris les honoraires et débours d'avocats. En juillet 2016, les actions intentées devant l'instance fédérale ont été abandonnées par les demandeurs. Ces derniers se sont réservé le droit de présenter certaines autres réclamations, et ITC et les divers membres du conseil d'administration d'ITC se sont réservé le droit de contester ces réclamations. Les demandeurs voulaient obtenir le remboursement des honoraires en raison du caractère théorique de l'instance, et les parties recherchent actuellement un règlement qui soit mutuellement satisfaisant. En juin 2016, la Cour supérieure a accueilli une requête pour jugement sommaire et rejeté les allégations d'aide et d'encouragement visant Fortis, FortisUS Inc. et Element Acquisition Sub Inc. En janvier 2017, la Cour supérieure a établi un nouvel échéancier qui, notamment, exige des parties, dont ITC, qu'elles présentent leurs interrogatoires préalables d'ici mai 2017, et a fixé le procès à une date en septembre 2017. Une audience pour statuer sur la requête en autorisation de recours collectif présentée par les demandeurs a eu lieu le 9 février 2017, et une audience portant sur une requête pour jugement sommaire des défendeurs se tiendra en mars 2017. L'issue de ces poursuites ne peut être prédite avec certitude et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés.

## OPÉRATIONS INTERSOCIÉTÉS ET ENTRE PARTIES LIÉES

Les opérations entre parties liées ont lieu dans le cours normal des affaires et sont évaluées à la valeur d'échange, soit le montant de la contrepartie établie et convenue par les parties liées. Il n'y a eu aucune opération importante entre parties liées en 2016 ou en 2015.

Les soldes et opérations intersociétés, y compris tout bénéfice intersociétés connexe, sont éliminés au moment de la consolidation, à l'exception de certaines opérations intersociétés entre des entités non réglementées et des entités réglementées, conformément aux normes comptables applicables aux entités à tarifs réglementés. Les opérations intersociétés importantes pour 2016 et 2015 sont décrites dans le tableau ci-dessous.

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$)

	2016	2015
Vente de capacité de l'Expansion Waneta à FortisBC Electric	45	30
Vente d'électricité de BECOL à Belize Electricity	33	30
Location d'installations de stockage de gaz par Aitken Creek à FortisBC Energy	17	–

Au 31 décembre 2016, les comptes clients dans le bilan consolidé de la Société comprenaient un montant d'environ 16 millions \$ à recevoir de Belize Electricity (5 millions \$ au 31 décembre 2015), dans laquelle Fortis détient une participation en actions de 33 %.

De temps à autre, la Société accorde du financement à court terme à certaines de ses filiales afin de soutenir les programmes d'investissement, les acquisitions et les besoins saisonniers en fonds de roulement, à un taux d'intérêt se rapprochant des coûts d'emprunt à court terme de la Société, et accorde du financement à long terme à certaines de ses filiales, à un taux d'intérêt se rapprochant des coûts de la dette à long terme de la Société. Il n'y avait aucun prêt intersectoriel en cours au 31 décembre 2016 (48 millions \$ au 31 décembre 2015) et le total des intérêts facturés en 2016 était inférieur à 1 million \$ (17 millions \$ en 2015).

## PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Le tableau qui suit présente les principales informations financières annuelles pour les exercices clos les 31 décembre 2016, 2015 et 2014.

### Principales informations financières annuelles

Exercices clos les 31 décembre

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

	2016	2015	2014
Produits d'exploitation	<b>6 838</b>	6 757	5 401
Bénéfice net	<b>713</b>	840	390
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	<b>585</b>	728	317
Résultat de base par action ordinaire	<b>1,89</b>	2,61	1,41
Résultat dilué par action ordinaire	<b>1,89</b>	2,59	1,40
Total de l'actif	<b>47 904</b>	28 804	26 233
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à court terme)	<b>20 817</b>	10 784	9 911
Actions privilégiées	<b>1 623</b>	1 820	1 820
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	<b>12 974</b>	8 060	6 871
Dividendes déclarés par action ordinaire	<b>1,55</b>	1,43	1,30
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série E <sup>1</sup>	<b>0,6126</b>	1,2250	1,2250
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série F	<b>1,2250</b>	1,2250	1,2250
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série G	<b>0,9708</b>	0,9708	0,9708
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série H <sup>2</sup>	<b>0,6250</b>	0,7344	1,0625
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série I <sup>2</sup>	<b>0,4874</b>	0,3637	–
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série J	<b>1,1875</b>	1,1875	1,1875
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série K	<b>1,0000</b>	1,0000	1,0000
Dividendes déclarés par action privilégiée de premier rang, série M <sup>3</sup>	<b>1,0250</b>	1,0250	0,4613

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

<sup>3)</sup> Les actions privilégiées de premier rang à taux d'intérêt fixe rétabli de série M ont été émises en septembre 2014 et donnent droit à des dividendes cumulatifs de 1,0250 \$ par action par année pour les cinq premières années.

**2016/2015 :** Les produits d'exploitation ont augmenté de 81 millions \$, ou 1,2 %, par rapport à 2015, et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 585 millions \$, ou 1,89 \$ par action ordinaire, en regard d'un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 728 millions \$, ou 2,61 \$ par action ordinaire en 2015. Pour en savoir plus sur les raisons à l'origine de la variation des produits d'exploitation, du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du bénéfice 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 de l'acquisition d'ITC en octobre 2016 et des investissements continus dans l'infrastructure énergétique, faits dans le cadre des programmes d'investissement des entreprises de services publics réglementés et de l'acquisition d'Aitken Creek, éléments en partie neutralisés par le taux de change défavorable de la conversion des actifs libellés en dollars américains. L'augmentation de la dette à long terme est principalement attribuable au financement de l'acquisition d'ITC, y compris la dette prise en charge dans le cadre de l'acquisition, et le financement des investissements dans l'infrastructure énergétique.

**2015/2014 :** Les produits d'exploitation ont augmenté de 1 356 millions \$, ou 25,1 %, par rapport à 2014. L'augmentation des produits d'exploitation est attribuable à l'acquisition d'UNS Energy en août 2014. Un effet de change favorable lié à la conversion de produits d'exploitation libellés en dollars américains, la contribution de l'Expansion Waneta et une hausse des tarifs d'électricité de base pour les entreprises de services publics réglementés d'électricité au Canada ont également contribué à l'augmentation. L'augmentation a été en partie annulée par le transfert dans les tarifs facturés aux clients de coûts d'approvisionnement énergétique plus bas pour FortisBC Energy, Central Hudson et les entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes, et par une baisse des produits tirés des activités autres que de services publics du fait de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers en 2015.

En 2015, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 728 millions \$, en regard de 317 millions \$ en 2014. Les résultats pour les deux exercices ont subi l'influence d'éléments d'ajustement, liés surtout à la vente d'actifs d'immeubles commerciaux et d'actifs hôteliers en 2015, et à l'acquisition d'UNS Energy en 2014. Le bénéfice pour 2015 a été favorisé par un gain net de 133 millions \$ après impôts provenant de la vente d'actifs d'immeubles commerciaux, d'actifs hôteliers et d'actifs de production non réglementée, et par un ajustement positif de 9 millions \$ des produits comptabilisés dans le compte de suivi du capital de FortisAlberta, en partie neutralisé par la perte de 9 millions \$ liée au règlement des questions d'expropriation liées à Belize. Les charges et les frais liés à l'acquisition d'ITC ont totalisé 7 millions \$ en 2015, comparativement aux charges et aux frais de 39 millions \$ liés à l'acquisition d'UNS Energy en 2014. De plus, le bénéfice pour 2014 a subi l'incidence négative des intérêts débiteurs de 51 millions \$ après impôts associés aux débiteures convertibles émises pour le financement d'une partie de l'acquisition d'UNS Energy. Un gain de change de 13 millions \$ a été comptabilisé en 2015, comparativement à un gain de change de 8 millions \$ en 2014. De plus, le bénéfice pour 2014 comprenait un montant de 5 millions \$ lié aux activités abandonnées.

# Rapport de gestion

En excluant les incidences susmentionnées, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté s'est élevé à 589 millions \$ pour 2015, en hausse de 195 millions \$ par rapport au bénéfice de 394 millions \$ pour 2014. La hausse a été entraînée par la contribution sur un exercice complet d'UNS Energy. La contribution de 22 millions \$ aux bénéfices de l'Expansion Waneta, qui a été mise en service au début d'avril 2015, la croissance de la base tarifaire associée aux dépenses en immobilisations et à l'augmentation du nombre de clients de FortisAlberta, la hausse de la PFUPC pour FortisBC Energy, le rajustement des tarifs de Central Hudson, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2015, et la force continue du dollar américain par rapport au dollar canadien ont également contribué à l'augmentation du bénéfice par rapport à l'exercice précédent. L'augmentation du bénéfice ajusté a été en partie annulée par une augmentation des dividendes sur actions privilégiées et des frais financiers du secteur Siège social et autres, liée surtout à l'acquisition d'UNS Energy, et par une baisse de la contribution aux bénéfices des actifs autres que de services publics en raison de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers.

Le total des actifs a augmenté en raison de l'effet de change favorable lié à la conversion des actifs libellés en dollars américains et des investissements continus dans l'infrastructure énergétique, faits dans le cadre des programmes d'investissement des entreprises de services publics réglementés, éléments en partie neutralisés par la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers. L'augmentation de la dette à long terme résulte surtout de l'émission de titres de créance à long terme par les entreprises de services publics réglementés de la Société, à l'appui essentiellement du financement des investissements dans l'infrastructure énergétique, et de l'effet de change de la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains. L'augmentation a été en partie contrebalancée par les remboursements réguliers sur la dette et les remboursements nets sur les facilités de crédit confirmées, surtout pour la Société, à l'aide du produit net de la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers.

Le résultat de base par action ordinaire a été de 2,61 \$ en 2015, comparativement à 1,41 \$ en 2014. Sur une base ajustée, comme indiqué plus haut, le bénéfice de base par action ordinaire a été de 2,11 \$ pour 2015, en hausse de 0,36 \$ par rapport à celui de 2014. La hausse s'explique par une hausse du bénéfice par action ordinaire ajusté, comme abordé ci-dessus, en partie annulée par une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

## RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Les tableaux qui suivent présentent les informations financières non auditées pour les quatrièmes trimestres clos les 31 décembre 2016 et 2015.

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

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre (non audité)	2016	2015	Écart
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis</b>			
UNS Energy – ventes d'électricité (GWh)	3 356	3 562	(206)
UNS Energy – volumes de gaz (PJ)	4	4	–
Central Hudson – ventes d'électricité (GWh)	1 195	1 160	35
Central Hudson – volumes de gaz (PJ)	6	5	1
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz au Canada</b>			
FortisBC Energy (PJ)	67	62	5
FortisAlberta (GWh)	4 352	4 188	164
FortisBC Electric (GWh)	856	836	20
Est du Canada (GWh)	2 207	2 189	18
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes (GWh)</b>	<b>205</b>	201	4
<b>Activités non réglementées – infrastructure énergétique (GWh)</b>	<b>115</b>	122	(7)

### Ventes d'électricité et d'énergie

L'augmentation des ventes d'électricité s'explique par la hausse des livraisons d'énergie à FortisAlberta, découlant de la consommation moyenne accrue des clients des secteurs pétroliers et gaziers, de la consommation moyenne accrue des clients des secteurs de l'agriculture et de l'irrigation et des secteurs résidentiel et commercial en réponse aux changements des conditions météorologiques, et de l'accroissement de la clientèle. La hausse des ventes d'électricité pour la plupart des autres entreprises de services publics réglementés d'électricité, découlant principalement des changements des conditions météorologiques, a été neutralisée par la baisse des ventes d'électricité d'UNS Energy, en raison de la diminution des ventes au détail dans les zones minières et des ventes en gros d'électricité à court terme.

### Volumes de gaz

La hausse des volumes de gaz de FortisBC Energy est principalement attribuable à l'accroissement de la clientèle, à la consommation moyenne accrue des clients des secteurs résidentiel et commercial en raison des températures plus froides, et à la hausse des volumes de gaz destinés au secteur des transports en raison de la conversion au gaz naturel de certains clients plutôt qu'à d'autres sources de combustibles.

## Produits et bénéfice net sectoriels attribuables aux actionnaires ordinaires

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre (non audité)

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

	Produits d'exploitation			Bénéfice net		
	2016	2015	Écart	2016	2015	Écart
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité et de gaz aux États-Unis</b>						
ITC	334	–	334	59	–	59
UNS Energy	468	482	(14)	29	26	3
Central Hudson	207	202	5	20	15	5
	<b>1 009</b>	684	325	<b>108</b>	41	67
<b>Entreprises de services publics réglementés de gaz et d'électricité au Canada</b>						
FortisBC Energy	393	411	(18)	70	65	5
FortisAlberta	143	140	3	30	29	1
FortisBC Electric	102	99	3	13	8	5
Est du Canada	278	273	5	16	15	1
	<b>916</b>	923	(7)	<b>129</b>	117	12
<b>Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes</b>	<b>76</b>	82	(6)	<b>12</b>	9	3
<b>Activités non réglementées – infrastructures énergétiques</b>	<b>54</b>	30	24	<b>15</b>	11	4
<b>Activités non réglementées – autres que de services publics</b>	<b>–</b>	6	(6)	<b>–</b>	1	(1)
<b>Siège social et autres</b>	<b>2</b>	2	–	<b>(75)</b>	(44)	(31)
<b>Éliminations intersectorielles</b>	<b>(4)</b>	(4)	–	<b>–</b>	–	–
<b>Total</b>	<b>2 053</b>	1 723	330	<b>189</b>	135	54
<b>Résultat de base par action ordinaire (\$)</b>				<b>0,49</b>	0,48	0,01
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)</b>				<b>384,6</b>	280,7	103,9

## Produits d'exploitation

L'augmentation des produits d'exploitation, attribuable à l'acquisition d'ITC et à la contribution d'Aitken Creek, a été en partie neutralisée par le transfert dans l'ensemble des tarifs facturés aux clients d'une baisse globale des coûts de l'approvisionnement énergétique.

## Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est attribuable à la contribution de 59 millions \$ d'ITC, qui a été réduit des charges de 22 millions \$ associées à l'accélération de l'acquisition des droits liés aux attributions d'actions à titre de rémunération à base d'actions de la Société dans le cadre de l'acquisition. Le solide rendement de la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société et la contribution de 6 millions \$ d'Aitken Creek, déduction faite d'une perte latente de 3 millions \$ après impôts résultant de la réévaluation à la valeur de marché des dérivés, ont également contribué à l'augmentation du bénéfice. L'augmentation a été en partie neutralisée par la hausse des charges du secteur Siège social et autres, laquelle reflète les charges liées à l'acquisition de 32 millions \$ après impôts au quatrième trimestre de 2016, comparativement aux charges liées à l'acquisition de 7 millions \$ au quatrième trimestre de 2015, le reste de l'augmentation étant principalement attribuable aux frais financiers liés à l'acquisition d'ITC.

## Résultat par action ordinaire

L'incidence de la hausse du bénéfice a été neutralisée par une augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, résultant des actions émises en vue du financement d'une partie de l'acquisition d'ITC. Compte non tenu de l'incidence des charges liées à l'acquisition sur les segments ITC et Siège social et autres, et de la perte d'Aitken Creek résultant de la réévaluation à la valeur de marché, le bénéfice ajusté pour le quatrième trimestre de 2016 s'est établi à 246 millions \$, ou 0,64 \$ par action ordinaire, en regard du bénéfice ajusté de 142 millions \$, ou 0,51 \$ par action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2015. L'augmentation du résultat par action ordinaire ajusté découle principalement de l'effet relatif de l'acquisition d'ITC, du solide rendement de la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société et de la contribution d'Aitken Creek.

## Sommaire des flux de trésorerie consolidés

Quatrièmes trimestres clos les 31 décembre (non audité)

(en millions \$)

	2016	2015	Écart
<b>Trésorerie au début de la période</b>	<b>301</b>	347	(46)
<b>Flux de trésorerie liés à ce qui suit :</b>			
Activités d'exploitation	475	397	78
Activités d'investissement	(5 187)	(234)	(4 953)
Activités de financement	4 685	(280)	4 965
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(5)	12	(17)
<b>Trésorerie à la fin de la période</b>	<b>269</b>	242	27

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont monté de 78 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique surtout par une augmentation des flux de trésorerie découlant de l'acquisition d'ITC, neutralisée en partie par les charges de la Société liées à l'acquisition. Les variations favorables des comptes de report réglementaires à long terme ont été partiellement neutralisées par les variations défavorables du fonds de roulement.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 4 953 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation découle principalement de l'acquisition d'ITC en octobre 2016 pour une contrepartie nette au comptant d'environ 4,5 milliards \$ (3,5 milliards \$ US). Le produit de la vente des actifs hôteliers en octobre 2015 de 365 millions \$ et une hausse des dépenses en immobilisations ont également contribué à cette augmentation. Les dépenses en immobilisations d'environ 167 millions \$ US pour ITC à partir de la date d'acquisition ont été contrebalancées en partie par une baisse des dépenses en immobilisations pour FortisAlberta, FortisBC Energy et UNS Energy.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont progressé de 4 965 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette progression est attribuable aux activités de financement associées à l'acquisition d'ITC et à la hausse du produit tiré des émissions de titres de créances à long terme, et a été contrebalancée en partie par l'augmentation des remboursements nets des emprunts sur les facilités de crédit confirmées.

## SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Le tableau ci-après présente les informations trimestrielles non auditées pour chacun des huit trimestres clos à partir du 31 mars 2015 jusqu'au 31 décembre 2016. Cette information trimestrielle est tirée des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société. Ces résultats financiers ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats de toute période future, et on ne devrait pas s'y fier pour prédire des rendements futurs.

### Sommaire des résultats trimestriels

(non audité)

Trimestres clos les	Produits (en millions \$)	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	Résultat par action ordinaire	
			De base (\$)	Dilué (\$)
31 décembre 2016	2 053	189	0,49	0,49
30 septembre 2016	1 528	127	0,45	0,45
30 juin 2016	1 485	107	0,38	0,38
31 mars 2016	1 772	162	0,57	0,57
31 décembre 2015	1 723	135	0,48	0,48
30 septembre 2015	1 579	151	0,54	0,54
30 juin 2015	1 540	244	0,88	0,87
31 mars 2015	1 915	198	0,72	0,71

Le sommaire des huit derniers trimestres reflète la croissance interne continue de la Société, la croissance découlant des acquisitions et les charges liées à ces acquisitions et l'incidence des opérations de vente d'actifs non réglementés ainsi que le caractère saisonnier de ses activités. Les résultats intermédiaires varient en raison de la nature saisonnière de la demande d'électricité et de gaz naturel, et des débits d'eau, ainsi qu'en fonction du calendrier et de l'application des décisions des organismes de réglementation. Le coût du combustible et de l'électricité achetée et le coût du gaz naturel, qui sont refacturés aux clients sans majoration, ont 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 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 2016/décembre 2015 :** Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 189 millions \$, ou 0,49 \$ par action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2016, comparativement à un bénéfice de 135 millions \$, ou 0,48 \$ par action ordinaire, pour le quatrième trimestre de 2015. 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 2016/septembre 2015** : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 127 millions \$, ou 0,45 \$ par action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2016, en regard d'un bénéfice de 151 millions \$, ou 0,54 \$ par action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2015. Le recul du bénéfice est principalement imputable aux éléments suivants : remboursements de 7 millions \$ (5 millions \$ US) pour UNS Energy au titre des ententes de transport ordonnées par la FERC, charges et honoraires liés à l'acquisition de 19 millions \$ et perte latente de 1 million \$ découlant de la réévaluation à la valeur de marché des dérivés au troisième trimestre de 2016; ajustement positif d'impôt de 5 millions \$ lié à la vente des actifs hôteliers, gain de 5 millions \$ à la vente d'actifs de production non réglementée, et gain de change de 5 millions \$ au troisième trimestre de 2015; partiellement contrebalancés par la perte de 9 millions \$ liée au règlement des questions d'expropriation relatives à l'investissement au Belize au troisième trimestre de 2015. Compte non tenu de ces éléments, la hausse de 9 millions \$ du bénéfice découle principalement : i) du solide rendement de la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société, particulièrement UNS Energy, en raison surtout du règlement des questions litigieuses relatives à l'unité 1 de Springerville, et Central Hudson, en raison de la hausse des produits tirés de la livraison; ii) le calendrier des résultats trimestriels de FortisBC Electric par rapport au troisième trimestre de 2015; et iii) la contribution de 2 millions \$ d'Aitken Creek, qui a été acquise au début d'avril 2016. L'augmentation du bénéfice a été en partie neutralisée par : i) la baisse de la contribution au bénéfice de FortisAlberta, causée par une hausse des charges d'exploitation, un ajustement négatif des produits comptabilisés dans le compte de suivi du capital qui découle de l'issue de l'instance générale sur le coût du capital pour 2016 en Alberta et d'une diminution de la consommation d'énergie moyenne; ii) la vente des actifs hôteliers en 2015; et iii) la hausse des charges du secteur Siège social et autres.

**Juin 2016/juin 2015** : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été de 107 millions \$, ou 0,38 \$ par action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2016, en regard d'un bénéfice de 244 millions \$, ou 0,88 \$ par action ordinaire, pour le deuxième trimestre de 2015. La baisse du bénéfice découle surtout : des charges et honoraires liés aux acquisitions de 22 millions \$ et d'une perte latente de 2 millions \$ découlant de la réévaluation à la valeur de marché des dérivés au deuxième trimestre de 2016, et à un gain net de 123 millions \$ à la vente d'actifs de production non réglementée, des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers comptabilisés au deuxième trimestre de 2015. Compte non tenu de ces éléments, l'augmentation de 10 millions \$ du bénéfice s'explique essentiellement par : i) le solide rendement de la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société; ii) la contribution de 4 millions \$ d'Aitken Creek, qui a été acquise au début d'avril 2016; iii) l'effet de change favorable lié aux bénéfices libellés en dollars américains; et iv) le calendrier des résultats trimestriels de FortisBC Electric par rapport au deuxième trimestre de 2015. L'augmentation a été atténuée en partie par la baisse du bénéfice de FortisAlberta, en raison d'une augmentation des charges d'exploitation et d'une diminution de la consommation d'énergie moyenne, et par la vente des actifs d'immeubles commerciaux et des actifs hôteliers en 2015.

**Mars 2016/mars 2015** : Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 162 millions \$, ou 0,57 \$ par action ordinaire, pour le premier trimestre de 2016 comparativement à un bénéfice de 198 millions \$, ou 0,72 \$ par action ordinaire, pour le premier trimestre de 2015. La baisse du bénéfice découle essentiellement : des charges liées à l'acquisition de 17 millions \$ et des remboursements de 11 millions \$ (8 millions \$ US) au titre des ententes de transport ordonnées par la FERC comptabilisés au premier trimestre de 2016, ainsi que d'un ajustement positif de 10 millions \$ des produits comptabilisés dans le compte de suivi du capital et un gain de change de 9 millions \$ au premier trimestre de 2015. Compte non tenu de ces éléments, l'augmentation de 11 millions \$ du bénéfice net s'explique essentiellement par : i) la contribution de 4 millions \$ de l'Expansion Waneta, dont la production a commencé au début d'avril 2015, et la production accrue au Belize en raison des précipitations plus abondantes; ii) l'effet de change favorable lié aux bénéfices libellés en dollars américains; iii) la hausse de la PFUPC de FortisBC Energy; et iv) le solide rendement des entreprises de services publics dans les Caraïbes. L'augmentation a été annulée en partie par le calendrier des résultats trimestriels de FortisBC Electric en comparaison du premier trimestre de 2015 et la hausse des charges du secteur Siège social et autres.

## 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** : Le président et chef de la direction et le vice-président directeur, directeur des finances de Fortis, de concert avec la direction, ont établi et maintiennent des contrôles et des procédures de communication de l'information pour la Société afin de fournir l'assurance raisonnable que l'information importante relative à la Société leur est communiquée en temps opportun, en particulier pendant la période où les documents annuels sont établis. Le président et chef de la direction et le vice-président directeur, directeur des finances de Fortis, de concert avec la direction, ont évalué la conception et l'efficacité opérationnelle des contrôles et procédures de communication de l'information de la Société au 31 décembre 2016 et, d'après cette évaluation, ils ont conclu que ces contrôles et procédures étaient efficaces et fournissaient cette assurance raisonnable.

**Contrôles internes à l'égard de l'information financière** : Le président et chef de la direction et le vice-président directeur, directeur des finances de Fortis, de concert avec la direction, sont aussi responsables de l'établissement et du maintien des contrôles internes à l'égard de l'information financière (« CIIF ») au sein de la Société afin de fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et de la préparation des états financiers consolidés à des fins externes conformément aux PCGR des États-Unis. Le président et chef de la direction et le vice-président directeur, directeur des finances de Fortis, de concert avec la direction, ont évalué la conception et l'efficacité opérationnelle des CIIF au 31 décembre 2016 et, d'après cette évaluation, ils ont conclu que ces contrôles étaient efficaces et fournissaient cette assurance raisonnable. Au cours du quatrième trimestre de 2016, il n'y a eu aucun changement dans les CIIF de la Société qui ait eu, ou pourrait raisonnablement avoir, une incidence importante sur ces contrôles. Étant donné que Fortis s'est inscrite auprès de la SEC en 2016, elle a jusqu'à la fin de l'exercice se clôturant le 31 décembre 2017 pour s'assurer que ses CIIF sont conformes aux exigences du paragraphe 404(a) de la loi Sarbanes-Oxley, et des règles connexes de la SEC et du Public Company Accounting Oversight Board.

## PERSPECTIVES

Les résultats de la Société pour 2017 bénéficieront de l'incidence de l'acquisition d'ITC, de l'issue prévue de la demande générale de révision de tarifs de TEP et du maintien de la croissance des activités sous-jacentes. 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 ses zones de concession.

Au cours de la période de cinq ans allant jusqu'en 2021, le programme d'investissement de la Société devrait s'élever à près de 13 milliards \$, et pourrait porter la base tarifaire à près de 30 milliards \$ en 2021. Fortis croit que cette croissance soutenue à long terme de la base tarifaire se traduira par une croissance durable du bénéfice et du dividende.

Fortis vise une croissance annuelle moyenne du dividende de quelque 6 % d'ici 2021. Cette prévision pour le dividende tient compte de plusieurs facteurs, y compris la prévision de décisions raisonnables pour les instances réglementaires visant les entreprises de services publics de la Société, la réalisation de son programme d'investissement sur cinq ans, et la confiance continue de la direction quant à la solidité du portefeuille diversifié d'entreprises de services publics de la Société et de ses résultats sur le plan de l'excellence opérationnelle.

## DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

Au 15 février 2017, la Société avait émis et en circulation environ 401,6 millions d'actions ordinaires, 5,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série F; 9,2 millions d'actions privilégiées de premier rang, série G; 7,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série H; 3,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série I; 8,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série J; 10,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série K; et 24,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série M. 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 avaient été converties au 15 février 2017 est d'environ 4,1 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).

## Table des matières

Rapport de la direction.....	<b>74</b>	NOTE 15	Obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières.....	<b>105</b>	
Rapport des auditeurs indépendants d'un cabinet d'experts-comptables inscrit.....	<b>74</b>	NOTE 16	Autres passifs.....	<b>106</b>	
Bilans consolidés.....	<b>75</b>	NOTE 17	Actions ordinaires.....	<b>107</b>	
États des résultats consolidés.....	<b>76</b>	NOTE 18	Résultat par action ordinaire.....	<b>107</b>	
États du résultat étendu consolidé.....	<b>76</b>	NOTE 19	Actions privilégiées.....	<b>108</b>	
États des flux de trésorerie consolidés.....	<b>77</b>	NOTE 20	Cumul des autres éléments du résultat étendu.....	<b>109</b>	
États de l'évolution des capitaux propres consolidés.....	<b>78</b>	NOTE 21	Participations ne donnant pas le contrôle.....	<b>110</b>	
<b>Notes afférentes aux états financiers consolidés</b>					
NOTE 1	Description des activités.....	<b>79</b>	NOTE 22	Régimes de rémunération à base d'actions.....	<b>110</b>
NOTE 2	Nature de la réglementation.....	<b>81</b>	NOTE 23	Autres produits (charges), montant net.....	<b>113</b>
NOTE 3	Sommaire des principales méthodes comptables.....	<b>83</b>	NOTE 24	Frais financiers.....	<b>113</b>
NOTE 4	Prises de position comptables futures.....	<b>92</b>	NOTE 25	Impôts sur les bénéfices.....	<b>114</b>
NOTE 5	Information sectorielle.....	<b>94</b>	NOTE 26	Avantages sociaux futurs.....	<b>116</b>
NOTE 6	Débiteurs et autres actifs à court terme.....	<b>95</b>	NOTE 27	Acquisitions d'entreprises.....	<b>120</b>
NOTE 7	Stocks.....	<b>95</b>	NOTE 28	Cessions.....	<b>123</b>
NOTE 8	Actifs et passifs réglementaires.....	<b>96</b>	NOTE 29	Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés.....	<b>123</b>
NOTE 9	Autres actifs.....	<b>99</b>	NOTE 30	Évaluations à la juste valeur et instruments financiers.....	<b>124</b>
NOTE 10	Immobilisations de services publics.....	<b>100</b>	NOTE 31	Entité à détenteurs de droits variables.....	<b>127</b>
NOTE 11	Actifs incorporels.....	<b>101</b>	NOTE 32	Gestion des risques financiers.....	<b>128</b>
NOTE 12	Écart d'acquisition.....	<b>102</b>	NOTE 33	Engagements.....	<b>131</b>
NOTE 13	Créditeurs et autres passifs à court terme.....	<b>102</b>	NOTE 34	Passifs éventuels.....	<b>132</b>
NOTE 14	Dette à long terme.....	<b>103</b>	NOTE 35	Chiffres correspondants.....	<b>133</b>

## RAPPORT DE LA DIRECTION

Les états financiers consolidés annuels ci-joints de Fortis Inc. ont été préparés par la direction, qui est responsable de l'intégrité de l'information présentée, y compris les montants qui doivent être nécessairement fondés sur des estimations et un jugement éclairé. Ces états financiers consolidés annuels ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

En s'acquittant de ses responsabilités relativement à la fiabilité et à l'intégrité des états financiers consolidés annuels, la direction a mis en œuvre et maintient un système d'information comptable et financière qui prévoit les contrôles internes nécessaires afin de s'assurer que les opérations sont adéquatement autorisées et comptabilisées, que l'actif est protégé et que le passif est constaté. Les systèmes de la Société et de ses filiales sont axés sur le besoin de former du personnel qualifié et professionnel et sur la communication efficace des directives et des politiques de la direction. L'efficacité des contrôles internes de Fortis Inc. est évaluée de façon continue.

Le conseil d'administration, par l'intermédiaire du comité d'audit, qui est en totalité composé d'administrateurs externes indépendants, supervise les responsabilités de la direction relativement à la présentation de l'information financière. Le comité d'audit supervise l'audit indépendant des états financiers consolidés annuels de la Société, ainsi que les processus et les politiques relatifs à la comptabilité et à la présentation et la communication de l'information financière de la Société. Le comité d'audit tient des réunions auxquelles participent la direction, les auditeurs nommés par les actionnaires et l'auditeur interne afin de discuter des résultats de l'audit indépendant, du caractère adéquat des contrôles internes relatifs à la comptabilité, ainsi que de la qualité et de l'intégrité de la présentation de l'information financière. Les états financiers consolidés annuels de la Société sont examinés par le comité d'audit de concert avec la direction et les auditeurs nommés par les actionnaires avant d'être recommandés au conseil d'administration aux fins d'approbation. Les auditeurs nommés par les actionnaires ont plein et libre accès au comité d'audit. Le comité d'audit est tenu de réviser l'adoption et les modifications des principes et des pratiques comptables qui ont une incidence importante sur les états financiers consolidés annuels de la Société, et d'examiner, afin d'en informer le conseil d'administration, les politiques relatives à la comptabilité et les processus de présentation et de communication de l'information financière.

Le comité d'audit est tenu d'examiner les rapports financiers exigeant l'approbation du conseil d'administration avant qu'ils soient soumis aux commissions des valeurs mobilières et autres organismes de réglementation, d'évaluer et d'analyser les jugements posés par la direction qui ont une incidence importante sur la présentation de l'information financière, de s'assurer de l'indépendance des auditeurs nommés par les actionnaires et de passer en revue leurs honoraires. Les états financiers consolidés annuels de 2016 ont été examinés par le comité d'audit et, sur sa recommandation, ont été approuvés par le conseil d'administration de Fortis Inc. Le cabinet Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., auditeurs indépendants nommés par les actionnaires de Fortis Inc. sur la recommandation du comité d'audit, a audité les états financiers consolidés annuels de 2016 et son rapport suit.



**Barry V. Perry**

Président et chef de la direction, Fortis Inc.

St. John's, Canada



**Karl W. Smith**

Vice-président directeur, directeur des finances, Fortis Inc.

## RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS D'UN CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT

Aux actionnaires de Fortis Inc.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Fortis Inc., qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2016 et 2015 et les états consolidés des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et de l'évolution des capitaux propres pour les exercices clos à ces dates, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

### Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

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

### Responsabilité des auditeurs

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

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

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

### Opinion

À notre avis, les présents états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de Fortis Inc. aux 31 décembre 2016 et 2015, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

St. John's, Canada  
Le 15 février 2017



Comptables professionnels agréés

## BILANS CONSOLIDÉS

### FORTIS INC.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

ACTIF	2016	2015
<b>Actifs à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	269 \$	242 \$
Débiteurs et autres actifs à court terme (note 6)	1 127	964
Charges payées d'avance	85	68
Stocks (note 7)	372	337
Actifs réglementaires (note 8)	313	246
	2 166	1 857
<b>Autres actifs (note 9)</b>	406	352
<b>Actifs réglementaires (note 8)</b>	2 620	2 286
<b>Immobilisations de services publics (note 10)</b>	29 337	19 595
<b>Actifs incorporels (note 11)</b>	1 011	541
<b>Écart d'acquisition (note 12)</b>	12 364	4 173
	47 904 \$	28 804 \$
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		
<b>Passifs à court terme</b>		
Emprunts à court terme (note 32)	1 155 \$	511 \$
Créditeurs et autres passifs à court terme (note 13)	1 970	1 419
Passifs réglementaires (note 8)	492	298
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 14)	251	384
Tranche à court terme des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières (note 15)	76	26
	3 944	2 638
<b>Autres passifs (note 16)</b>	1 279	1 152
<b>Passifs réglementaires (note 8)</b>	1 691	1 340
<b>Impôts reportés (note 25)</b>	3 263	2 050
<b>Dette à long terme (note 14)</b>	20 817	10 784
<b>Obligations liées aux contrats de location-acquisition et aux obligations financières (note 15)</b>	460	487
	31 454	18 451
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires <sup>1)</sup> (note 17)	10 762	5 867
Actions privilégiées (note 19)	1 623	1 820
Surplus d'apport	12	14
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 20)	745	791
Bénéfices non répartis	1 455	1 388
Total des capitaux propres de Fortis Inc.	14 597	9 880
Participations ne donnant pas le contrôle (note 21)	1 853	473
	16 450	10 353
	47 904 \$	28 804 \$

<sup>1)</sup> Sans valeur nominale : nombre illimité d'actions autorisées; 401,5 millions et 281,6 millions d'actions émises et en circulation respectivement aux 31 décembre 2016 et 2015.

Engagements (note 33)  
Passifs éventuels (note 34)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Approuvés au nom du conseil d'administration,



Douglas J. Haughey,  
Administrateur



Peter E. Case,  
Administrateur

## ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

### FORTIS INC.

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

	2016	2015
<b>Produits d'exploitation</b>	<b>6 838 \$</b>	6 757 \$
<b>Charges</b>		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	2 341	2 591
Charges d'exploitation	2 031	1 874
Amortissements	983	873
	<b>5 355</b>	5 338
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>1 483</b>	1 419
Autres revenus (charges), montant net (note 23)	53	197
Frais financiers (note 24)	678	553
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>858</b>	1 063
Charge d'impôts sur les bénéfices (note 25)	145	223
<b>Bénéfice net</b>	<b>713 \$</b>	840 \$
<b>Bénéfice net attribuable aux :</b>		
Participations ne donnant pas le contrôle	53 \$	35 \$
Actionnaires privilégiés	75	77
Actionnaires ordinaires	585	728
	<b>713 \$</b>	840 \$
<b>Résultat par action ordinaire (note 18)</b>		
De base	<b>1,89 \$</b>	2,61 \$
Dilué	<b>1,89 \$</b>	2,59 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

### FORTIS INC.

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

	2016	2015
<b>Bénéfice net</b>	<b>713 \$</b>	840 \$
<b>Autres éléments du résultat étendu (note 20)</b>		
(Pertes latentes) gains latents de change, déduction faite des activités de couverture et après impôts	(50)	660
Reclassement à l'état des résultats d'une perte de change à la cession d'un investissement dans des établissements à l'étranger, après impôts	-	2
Variation nette du placement disponible à la vente, après impôts	2	(2)
Variation nette de la juste valeur de couvertures de flux de trésorerie, après impôts	3	1
Variation nette des avantages sociaux futurs, après impôts	(1)	1
	<b>(46)</b>	662
<b>Résultat étendu</b>	<b>667 \$</b>	1 502 \$
<b>Résultat étendu attribuable aux :</b>		
Participations ne donnant pas le contrôle	53 \$	35 \$
Actionnaires privilégiés	75	77
Actionnaires ordinaires	539	1 390
	<b>667 \$</b>	1 502 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

### FORTIS INC.

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

	2016	2015
<b>Activités d'exploitation</b>		
Bénéfice net	713 \$	840 \$
Ajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les rentrées de fonds nettes liées aux activités d'exploitation :		
Amortissement – immobilisations	873	785
Amortissement – actifs incorporels	79	64
Amortissement – divers	31	24
Charge d'impôts reportés (note 25)	98	164
Avantages sociaux futurs courus à payer	58	(19)
Composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (note 23)	(37)	(23)
Gain à la vente d'immobilisations autres que de services publics (note 23)	–	(131)
Gain à la vente d'actifs de production non réglementée (note 23)	–	(62)
Autres	64	79
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	(17)	(89)
Variation du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie (note 29)	22	41
	<b>1 884</b>	1 673
<b>Activités d'investissement</b>		
Variation des autres actifs et des autres passifs	(89)	(36)
Dépenses en immobilisations – immobilisations	(1 912)	(2 131)
Dépenses en immobilisations – actifs incorporels	(149)	(112)
Apports sous forme d'aide à la construction	50	59
Acquisitions d'actifs détenus en vue de la vente (note 6)	–	(32)
Produit tiré de la cession d'actifs (note 28)	50	922
Acquisitions d'entreprises, déduction faite de l'encaisse acquise (note 27)	(4 841)	(38)
	<b>(6 891)</b>	(1 368)
<b>Activités de financement</b>		
Variation des emprunts à court terme	392	148
Produit tiré de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission (note 14)	4 136	1 002
Remboursement de la dette à long terme, des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières	(336)	(602)
Emprunts (remboursements) nets sur les facilités de crédit confirmées	93	(622)
Avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle (notes 21 et 27)	1 361	20
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais et des dividendes réinvestis (note 17)	45	40
Rachat d'actions privilégiées (note 19)	(200)	–
Dividendes		
Actions ordinaires, déduction faite des dividendes réinvestis	(316)	(232)
Actions privilégiées	(72)	(77)
Versement de dividendes de filiales aux participations ne donnant pas le contrôle	(53)	(23)
	<b>5 050</b>	(346)
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(16)	53
<b>Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>27</b>	12
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>242</b>	230
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>269 \$</b>	242 \$

Informations supplémentaires sur les états des flux de trésorerie consolidés (note 29)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## ÉTATS DE L'ÉVOLUTION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

### FORTIS INC.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015  
(en millions de dollars canadiens)

	<b>Actions ordinaires</b>	<b>Actions privilégiées</b>	<b>Surplus d'apport</b>	<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>	<b>Bénéfices non répartis</b>	<b>Participations ne donnant pas le contrôle</b>	<b>Total des capitaux propres</b>
	(note 17)	(note 19)		(note 20)		(note 21)	
<b>Au 1<sup>er</sup> janvier 2016</b>	<b>5 867 \$</b>	<b>1 820 \$</b>	<b>14 \$</b>	<b>791 \$</b>	<b>1 388 \$</b>	<b>473 \$</b>	<b>10 353 \$</b>
Bénéfice net	-	-	-	-	660	53	713
Autres éléments du résultat étendu	-	-	-	(46)	-	-	(46)
Émission d'actions ordinaires	4 895	-	(4)	-	-	-	4 891
Rémunération à base d'actions	-	-	2	-	-	-	2
Avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	1 361	1 361
Incidence de la conversion des devises	-	-	-	-	-	19	19
Versement de dividendes de filiales aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	(53)	(53)
Rachat d'actions privilégiées	-	(197)	-	-	-	-	(197)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (1,55 \$ par action)	-	-	-	-	(534)	-	(534)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	-	-	-	-	(75)	-	(75)
Adoption d'une nouvelle méthode comptable (note 3)	-	-	-	-	16	-	16
<b>Au 31 décembre 2016</b>	<b>10 762 \$</b>	<b>1 623 \$</b>	<b>12 \$</b>	<b>745 \$</b>	<b>1 455 \$</b>	<b>1 853 \$</b>	<b>16 450 \$</b>
<b>Au 1<sup>er</sup> janvier 2015</b>	5 667 \$	1 820 \$	15 \$	129 \$	1 060 \$	421 \$	9 112 \$
Bénéfice net	-	-	-	-	805	35	840
Autres éléments du résultat étendu	-	-	-	662	-	-	662
Émission d'actions ordinaires	200	-	(4)	-	-	-	196
Rémunération à base d'actions	-	-	3	-	-	-	3
Avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	20	20
Incidence de la conversion des devises	-	-	-	-	-	20	20
Versement de dividendes de filiales aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	(23)	(23)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (1,43 \$ par action)	-	-	-	-	(400)	-	(400)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	-	-	-	-	(77)	-	(77)
<b>Au 31 décembre 2015</b>	5 867 \$	1 820 \$	14 \$	791 \$	1 388 \$	473 \$	10 353 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

## 1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société ») est essentiellement une société de portefeuille internationale de services publics d'électricité et de gaz naturel. Fortis répartit ses activités de services publics selon des secteurs correspondant à des zones de concession et, lorsque la réglementation l'exige, selon la nature de ses actifs. En outre, Fortis détient des participations dans des infrastructures énergétiques non réglementées, secteur d'activité traité distinctement. La répartition des activités entre ces différents secteurs isolables de la Société permet à la haute direction d'estimer le rendement de chaque secteur et d'évaluer sa contribution globale aux objectifs à long terme de Fortis. Chaque entité au sein des secteurs isolables fonctionne avec grande autonomie et est responsable de ses profits et de ses pertes, ainsi que de l'affectation de ses propres ressources.

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

### Entreprises de services publics réglementés

#### Entreprises de services publics d'électricité et de gaz aux États-Unis

- a. *ITC* : Société qui englobe principalement ITC Holdings Corp. (« ITC Holdings ») et les activités de transport d'électricité de ses filiales réglementées en exploitation, dont International Transmission Company (« ITC Transmission »), Michigan Electric Transmission Company, LLC (« METC »), ITC Midwest LLC (« ITC Midwest ») et ITC Great Plains, LLC (« ITC Great Plains »), (collectivement, « ITC »). ITC a été acquise par Fortis en octobre 2016, la Société détenant une participation de 80,1 % dans ITC et une société affiliée de GIC Private Limited (« GIC ») détenant une participation minoritaire de 19,9 % dans ITC (notes 21 et 27).

ITC possède et exploite des lignes de transport à haute tension qui répondent à une demande de pointe de plus de 26 000 mégawatts (« MW ») sur environ 25 000 kilomètres dans la péninsule inférieure du Michigan ainsi que dans des parties de l'Iowa, du Minnesota, de l'Illinois, du Missouri, du Kansas et de l'Oklahoma, qui transportent l'électricité depuis quelque 570 centrales jusqu'à des installations de distribution locales reliées aux réseaux d'ITC.

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

TEP, la plus importante filiale d'exploitation d'UNS Energy, est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement. TEP produit et transporte de l'électricité et en distribue à des clients de détail dans le sud-est de l'Arizona, y compris dans la grande région métropolitaine de Tucson, dans le comté de Pima, de même que dans certaines zones du comté de Cochise. TEP vend également de l'électricité à d'autres entités situées dans l'ouest des États-Unis. UNS Electric est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée verticalement qui produit et transporte de l'électricité et en distribue à des clients de détail dans les comtés de Mohave et de Santa Cruz, en Arizona. À l'heure actuelle, TEP et UNS Electric possèdent des ressources de production ayant une capacité globale de 2 994 MW, y compris 54 MW de capacité de production d'énergie solaire. Plusieurs des actifs de production dans lesquels TEP et UNS Electric détiennent une participation sont détenus en propriété conjointe. Au 31 décembre 2016, environ 47 % de la capacité de production étaient alimentés au charbon.

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

- c. *Central Hudson* : Central Hudson Gas & Electric Corporation (« Central Hudson ») fournit des services publics réglementés de transport et de distribution dans huit comtés de la région médiane de la vallée de l'Hudson dans l'État de New York. La société détient une capacité de production hydroélectrique et alimentée au gaz totalisant 64 MW.

#### Entreprises de services publics de gaz et d'électricité au Canada

- a. *FortisBC Energy* : FortisBC Energy Inc. (« FortisBC Energy » ou « FEI ») est la plus importante société de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique et sert plus de 135 communautés. Les principales zones de service de FEI sont les régions des basses-terres continentales, de l'île de Vancouver et de Whistler de la Colombie-Britannique. FEI fournit des services de transport et de distribution à sa clientèle, et achète du gaz naturel pour revendre à une clientèle surtout résidentielle, commerciale et industrielle. Le gaz naturel acheté provient surtout de la région nord-est de la Colombie-Britannique et, au moyen du pipeline Southern Crossing de FEI, de l'Alberta.
- b. *FortisAlberta* : FortisAlberta Inc. (« FortisAlberta ») possède et exploite le réseau de distribution d'électricité d'une partie importante du sud et du centre de l'Alberta. La société ne possède ni n'exploite d'actifs de production ou de transport, et ne fait pas la vente directe d'électricité.
- c. *FortisBC Electric* : Comprend FortisBC Inc. (« FortisBC Electric »), société de services publics d'électricité intégrée œuvrant dans la région intérieure sud de la Colombie-Britannique. FortisBC Electric possède quatre centrales hydroélectriques dont la puissance combinée s'élève à 225 MW. La part du secteur attribuable à FortisBC Electric englobe également les services d'exploitation, de maintenance et de gestion de cinq centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique appartenant principalement à des tiers, dont la centrale hydroélectrique Expansion Waneta de 335 MW (l'« Expansion Waneta »), propriété de Fortis et de Columbia Power Corporation et de Columbia Basin Trust (« CPC/CBT »).

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

## 1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS (suite)

### Entreprises de services publics de gaz et d'électricité au Canada (suite)

- d. *Est du Canada* : Comprend Newfoundland Power Inc. (« Newfoundland Power »), Maritime Electric Company, Limited (« Maritime Electric ») et FortisOntario Inc. (« FortisOntario »). Newfoundland Power est une société de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de la partie insulaire de Terre-Neuve-et-Labrador. La société possède une capacité de production installée de 139 MW, dont 97 MW d'origine hydroélectrique. Maritime Electric est une société de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard (« Î.-P.-É. »). Maritime Electric possède aussi sur l'île des centrales d'une puissance combinée de 145 MW. FortisOntario englobe trois entreprises de services publics 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.

### Entreprises de services publics d'électricité dans les Caraïbes

Les entreprises de services publics d'électricité dans les Caraïbes comprennent la participation conférant le contrôle d'environ 60 % de la Société dans Caribbean Utilities Company, Ltd. (« Caribbean Utilities ») (60 % au 31 décembre 2015), Fortis Turks and Caicos, et la participation en actions de 33 % de la Société dans Belize Electricity Limited (« Belize Electricity ») (note 9). Caribbean Utilities est une société de services publics d'électricité intégrée et l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, aux îles Caïmans. La société possède une capacité de production au diesel installée de 161 MW. Caribbean Utilities est une société ouverte cotée à la Bourse de Toronto (« TSX ») (TSX : CUP.U). Fortis Turks and Caicos comprend deux entreprises de services publics d'électricité intégrées qui fournissent de l'électricité dans certaines îles de Turks et Caicos. Les entreprises de services publics possèdent une capacité de production au diesel combinée de 82 MW. Belize Electricity est une société de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité au Belize.

### Activités non réglementées – infrastructures énergétiques

Les activités non réglementées – infrastructures énergétiques se composent principalement des actifs de production visés par des contrats à long terme en Colombie-Britannique et au Belize et de l'installation de stockage de gaz naturel Aitken Creek (« Aitken Creek »). En Colombie-Britannique, les actifs de production se composent de la participation conférant le contrôle de 51 % de l'Expansion Waneta d'une puissance de 335 MW, exploitée par la société en commandite Expansion Waneta (« société Waneta »), CPC/CBT détenant les 49 % restants. La production est vendue à BC Hydro et à FortisBC Electric en vertu de contrats de 40 ans. Les actifs de production au Belize se composent de trois centrales hydroélectriques d'une puissance combinée de 51 MW, exploitées par Belize Electric Company Limited (« BECOL »), filiale en propriété exclusive indirecte de la Société. La production est vendue à Belize Electricity en vertu de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») de 50 ans. Aitken Creek Gas Storage ULC (« ACGS »), acquise par Fortis en avril 2016, détient une participation de 93,8 % dans Aitken Creek, la participation restante étant détenue par BP Canada Energy Company (note 27). Aitken Creek est la seule installation de stockage souterrain de gaz en Colombie-Britannique, avec une capacité totale de 77 milliards de pieds cubes.

En 2016, la Société a vendu sa centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden de 16 MW (« Walden ») et, en 2015, ses actifs de production non réglementée dans le nord-ouest de l'État de New York et en Ontario (note 28).

### Activités non réglementées – autres que de services publics

Les activités autres que de services publics comprenaient auparavant Fortis Properties Corporation (« Fortis Properties »). Fortis Properties a conclu la vente de ses actifs d'immeubles commerciaux et de ses actifs hôteliers en 2015 (note 28).

### Siège social et autres

Le secteur Siège social et autres permet de saisir les éléments de charges et de produits qui ne sont pas précisément liés à un secteur isolable, de même que les activités qui se trouvent sous le seuil requis pour être présentées en tant que secteur distinct. Le secteur Siège social et autres comprend le montant net des charges du siège social de Fortis et des charges des activités de sociétés de gestion non réglementées de FortisBC Holdings Inc. (« FHI »), CH Energy Group, Inc. (« CH Energy Group ») et UNS Energy Corporation. Ce secteur inclut aussi les résultats financiers de FortisBC Alternative Energy Services Inc. (« FAES »). FAES est une filiale en propriété exclusive de FHI qui propose des solutions d'énergies renouvelables, y compris des systèmes d'énergie thermique et de géoéchange.

### 2. NATURE DE LA RÉGLEMENTATION

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

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

La nature de la réglementation des entreprises de services publics de la Société est décrite ci-après.

#### ITC

ITC est réglementée par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis en vertu de la loi intitulée *Federal Power Act* (États-Unis) et exerce ses activités selon une réglementation au coût du service. Les tarifs sont fixés annuellement à l'aide du modèle de tarifs fondés sur les coûts approuvé par la FERC et demeurent en vigueur pendant un an, ce qui permet de recouvrer les coûts en temps opportun et d'atténuer le décalage attribuable à la réglementation. Les tarifs établis selon la formule sont ajustés chaque année et tout excédent ou insuffisance de recouvrement est pris en compte et reflété dans les taux futurs des deux années subséquentes. Les tarifs établis selon la formule n'ont pas à être approuvés annuellement par la FERC, bien qu'ils puissent faire l'objet d'une contestation juridique par la FERC. La composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital d'ITC s'établissait à 60 % pour 2015 et 2016.

Depuis 2013, deux propriétaires tiers ont déposé une plainte auprès de la FERC, demandant à la FERC de déclarer qu'il n'est plus nécessaire que le taux de rendement des capitaux propres de base régional du Midcontinent Independent System Operator (« MISO ») pour tous les propriétaires de ligne de transport du MISO, dont ITC Transmission, METC et ITC Midwest, pour les périodes de novembre 2013 à février 2015 (la « période initiale de remboursement ») et de février 2015 à mai 2016 (la « deuxième période de remboursement ») revête un caractère juste ou raisonnable. En septembre 2016, la FERC a émis une ordonnance confirmant la première décision du juge administratif en chef portant sur la période initiale de remboursement et sur l'établissement d'un taux de rendement des capitaux propres de base pour la période initiale de remboursement de 10,32 % ainsi que d'un rendement des capitaux propres maximal de 11,35 %. De plus, les taux fixés dans l'ordonnance de septembre 2016 seront utilisés prospectivement à partir de la date de l'ordonnance jusqu'à ce qu'un nouveau taux soit approuvé pour la deuxième période de remboursement. En juin 2016, le juge administratif en chef a rendu une première décision pour la deuxième période de remboursement, laquelle recommandait un RCP de base de 9,70 % ainsi qu'un RCP maximal de 10,68 %. Cette décision constitue une recommandation pour la FERC. Une décision de la FERC à l'égard de la deuxième période de remboursement est attendue en 2017. Le RCP de base pour les trois entreprises de services publics visées pour la période allant de mai 2016 à septembre 2016 était de 12,38 %, et tous les suppléments autorisés qui avaient été approuvés avant le dépôt des plaintes ont été perçus pendant cette période, jusqu'à un maximum de 13,88 %. Au 31 décembre 2016, la fourchette de remboursements estimée pour les deux périodes se situait entre 221 millions \$ US et 258 millions \$ US, et ITC a comptabilisé un passif réglementaire estimatif totalisant 258 millions \$ US (note 8 xiii). En février 2017, ITC a accordé des remboursements totalisant 119 millions \$ US, incluant les intérêts, relativement à la plainte initiale. Le passif réglementaire estimatif a été comptabilisé par ITC avant son acquisition par Fortis. Il est possible que l'issue de ces questions soit très différente de la fourchette de remboursement estimée.

#### UNS Energy

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

Le RCP autorisé de TEP est de 10,0 % appliqué sur une structure du capital comprenant 43,5 % de capitaux propres ordinaires, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2013. En février 2017, l'ACC a approuvé un RCP de 9,75 % appliqué sur une structure du capital comprenant 50 % de capitaux propres ordinaires, à compter du 1<sup>er</sup> mars 2017. Le RCP autorisé d'UNS Electric est de 9,50 % appliqué sur une structure de capital comprenant 52,8 % de capitaux propres ordinaires, à compter du 1<sup>er</sup> août 2016, avant quoi son RCP autorisé était de 9,50 % appliqué sur une structure de capital comprenant 52,6 % de capitaux propres ordinaires, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014. Le RCP autorisé d'UNS Gas est de 9,75 % appliqué sur une structure du capital comprenant 50,8 % de capitaux propres ordinaires, à compter du 1<sup>er</sup> mai 2012.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

## 2. NATURE DE LA RÉGLEMENTATION (suite)

### *Central Hudson*

Central Hudson est régie par la Public Service Commission (« PSC ») de l'État de New York et certaines activités sont régies par la FERC en vertu de la loi intitulée *Federal Power Act* (États-Unis). Central Hudson exerce ses activités selon une réglementation au coût du service administrée par la PSC qui prescrit l'utilisation d'une année témoin future pour établir les tarifs.

Le RCP autorisé de Central Hudson est de 9,0 % appliqué sur une structure du capital comprenant 48 % de capitaux propres ordinaires, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2015 pour une période de trois ans. Avant le 1<sup>er</sup> juillet 2015, Central Hudson exerçait ses activités en vertu d'une ordonnance tarifaire de trois ans rendue par la PSC en date du 1<sup>er</sup> juillet 2010, avec un RCP autorisé de 10,0 % appliqué sur une structure du capital réputée comprendre 48 % de capitaux propres ordinaires, laquelle a été prolongée de deux années, jusqu'au 30 juin 2015, comme condition à l'approbation par l'organisme de réglementation de l'acquisition de Central Hudson par Fortis.

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2015, Central Hudson est aussi soumise à un mécanisme de partage des bénéfices, selon lequel l'entreprise et ses clients se partagent à parts égales le bénéfice au-delà de 50 points de base au-dessus du RCP autorisé jusqu'à un maximum de 100 points de base au-dessus du RCP autorisé. Le bénéfice au-delà de 100 points de base au-dessus du RCP autorisé est partagé essentiellement avec les clients. Avant le 1<sup>er</sup> juillet 2015, selon le mécanisme de partage des bénéfices en place, l'entreprise et ses clients se partageaient à parts égales le bénéfice excédant le RCP autorisé jusqu'à un maximum de 50 points de base au-dessus du RCP autorisé, et se partageaient à 10 %/90 % (entreprise/clients) le bénéfice au-delà de 50 points de base au-dessus du RCP autorisé.

### *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). Les sociétés exercent essentiellement leurs activités selon la réglementation fondée sur le coût du service et, de temps à autre, selon des mécanismes de TAR, pour fixer le tarif facturé à la clientèle.

FEI a été désignée par la BCUC à titre d'entreprise de services publics de référence en Colombie-Britannique, et le RCP autorisé de l'entreprise de services publics de référence a été établi à 8,75 % et la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital, à 38,5 %, du 1<sup>er</sup> janvier 2013 au 31 décembre 2015. En août 2016, la BCUC a rendu sa décision sur l'instance générale sur le coût du capital, qui a établi que le RCP pour l'entreprise de référence sera maintenu à 8,75 % et que la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital sera maintenue à 38,5 % dans les deux cas en date du 1<sup>er</sup> janvier 2016. Le RCP autorisé de FortisBC Electric de 9,15 % et la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital de 40 % en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013 sont également restés inchangés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016.

FEI et FortisBC Electric sont assujetties aux plans de TAR pluriannuels pour les années 2014 à 2019. Les plans de TAR, approuvés par la BCUC, tiennent compte de mécanismes incitatifs d'amélioration de l'efficacité pour les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations. Les charges d'exploitation et de maintenance et les dépenses en immobilisations de base pour la durée des plans de TAR font l'objet d'une formule incitative qui tient compte des coûts marginaux dus à l'inflation et de la moitié de l'accroissement de la clientèle moins un facteur d'ajustement fixe appliqué chaque année selon la productivité de 1,1 % pour FEI et de 1,03 % pour FortisBC Electric. Les plans de TAR approuvés comportent en outre une répartition à parts égales des écarts entre les charges d'exploitation et de maintenance et les dépenses en immobilisations estimées d'après une formule sur la durée de la TAR, et certaines mesures de la qualité des services conçues pour garantir que FEI et FortisBC Electric maintiennent les services à des niveaux déterminés. Les plans prévoient aussi des dispositions pour un processus d'examen annuel qui servira de lieu d'échanges entre les entreprises de services publics et les parties intéressées sur le rendement actuel et les activités futures.

### *FortisAlberta*

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

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

Pour les années 2013 à 2015, le RCP autorisé de FortisAlberta a été établi à 8,30 %, et la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital, à 40 %. En octobre 2016, l'AUC a rendu sa décision à l'égard de l'instance générale sur le coût du capital pour 2016 et 2017 de FortisAlberta. Ainsi, le RCP autorisé de FortisAlberta est demeuré à 8,30 % pour 2016 et augmentera pour passer à 8,50 % pour 2017. La composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital, quant à elle, a été établie à 37 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, soit une baisse par rapport au taux provisoirement approuvé de 40 %. L'incidence des changements au RCP autorisé et à la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital de FortisAlberta ne s'applique qu'à la partie de la base tarifaire qui est financée par les produits comptabilisés dans le compte de suivi du capital.

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

Newfoundland Power est régie par le Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities (« PUB ») en vertu de la *Public Utilities Act* (Terre-Neuve-et-Labrador). Newfoundland Power exerce ses activités selon une réglementation au coût du service qui prescrit l'utilisation d'une année témoin future pour établir les tarifs. En juin 2016, le PUB a établi le RCP autorisé à 8,50 %, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, en baisse par rapport au RCP autorisé de 8,80 % en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013. La décision a également établi que la composante capitaux propres attribuables aux actions ordinaires de la structure du capital de Newfoundland Power, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013, sera maintenue à 45 %. L'ordonnance tarifaire de juin 2016 demeurera en vigueur pour les années 2016 à 2018.

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

Les trois entreprises de services publics de FortisOntario exercent leurs activités en vertu de la *Loi sur l'électricité* (Ontario) et de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (Ontario) appliquées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »). Elles exercent leurs activités selon une réglementation au coût du service qui prescrit l'utilisation d'une année témoin future pour établir les tarifs. Leur bénéfice est réglementé d'après le rendement de la base tarifaire, majoré d'une récupération des coûts de distribution autorisés. Pour les années exclues du nouveau calcul, les tarifs de distribution d'électricité facturés à la clientèle sont établis au moyen de facteurs inflationnistes moins une cible d'efficacité, comme prescrit par la CEO. Le RCP autorisé pour les entreprises de services publics de FortisOntario pour les actifs de distribution ont varié de 8,93 % à 9,30 % pour 2015 et 2016, les deux appliqués à une structure du capital réputée comprendre 40 % de capitaux propres attribuables aux actions ordinaires, à l'exception de l'une d'entre elles, qui est assujettie à un mécanisme d'établissement des tarifs en vertu d'un accord de concession de 35 ans expirant en 2033, fondé sur un prix plafond avec transfert du coût d'achat. Les besoins en revenus de base sont ajustés annuellement pour tenir compte de l'inflation et de la croissance de la charge et de la clientèle.

### *Entreprises de services publics réglementés d'électricité dans les Caraïbes*

Caribbean Utilities mène ses activités en vertu d'une licence de transport et de distribution et d'une licence de production du gouvernement des îles Caïmans. La licence de transport et de distribution exclusive est en vigueur pour une période initiale de 20 ans, venant à échéance en avril 2028, et comporte une disposition de renouvellement automatique. Une licence de production non exclusive a été attribuée pour une durée de 25 ans, venant à échéance en novembre 2039. Les licences précisent le rôle de l'Electricity Regulatory Authority, laquelle gère les licences, élabore les normes régissant les licences et veille à leur respect, revoit le mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs et approuve annuellement les dépenses en immobilisations. Les licences prévoient un mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs fondé sur les indices des prix à la consommation publiés. Le RAB ciblé autorisé de Caribbean Utilities pour 2016 se situait dans une fourchette de 6,75 % à 8,75 %, contre une fourchette de 7,25 % à 9,25 % pour 2015.

Fortis Turks and Caicos exerce ses activités en vertu de deux licences de 50 ans arrivant respectivement à échéance en 2036 et 2037. Entre autres éléments, les licences décrivent le processus d'établissement des tarifs d'électricité par le gouvernement des îles Turks et Caicos au moyen d'une année témoin historique afin de fournir aux entreprises de services publics un RAB autorisé se situant entre 15,0 % et 17,5 % (le « bénéfice d'exploitation autorisé »). Le bénéfice d'exploitation autorisé est fondé sur une base tarifaire calculée, y compris des intérêts sur le manque à gagner entre le bénéfice d'exploitation réel et le bénéfice d'exploitation autorisé sur une base cumulative (le « manque à gagner cumulatif »). Des demandes annuelles sont soumises au gouvernement des îles Turks et Caicos aux fins du calcul du montant du bénéfice d'exploitation autorisé et du manque à gagner cumulatif. Les demandes pour 2016 sollicitaient l'approbation d'un bénéfice d'exploitation autorisé de 58 millions \$ (44 millions \$ US) et d'un manque à gagner cumulatif de 317 millions \$ (236 millions \$ US) au 31 décembre 2016. Le recouvrement du manque à gagner cumulatif est toutefois tributaire des volumes de ventes et charges futurs. Le RAB atteint par les entreprises de services publics a été beaucoup moins élevé que celui qui était autorisé en vertu des licences du fait de l'incapacité, en raison de facteurs économiques et politiques, d'augmenter les tarifs de base de l'électricité après les investissements importants dans les infrastructures effectués au cours des dernières années.

## 3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

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

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

### **Mode de présentation**

Les états financiers consolidés reflètent les investissements de la Société dans ses filiales et les entités à détenteurs de droits variables dont Fortis est le principal bénéficiaire sur une base consolidée, la comptabilisation à la valeur de consolidation étant utilisée pour les entités sur lesquelles Fortis a une influence notable mais non le contrôle, et la méthode de la consolidation proportionnelle, pour les actifs de production ou de transport qui sont détenus conjointement avec des entités non affiliées. Toutes les opérations intersociétés importantes ont été éliminées dans les états financiers consolidés, sauf pour les opérations entre entités non réglementées et entités réglementées conformément aux normes comptables applicables aux entités à tarifs réglementés. Pour plus de renseignements sur les entités à détenteurs de droits variables, se reporter à la note 31.

Une évaluation des événements postérieurs à la date du bilan jusqu'au 15 février 2017, date de l'approbation des présents états financiers consolidés par le conseil d'administration de Fortis (le « conseil d'administration »), a été effectuée afin de déterminer si les circonstances justifiaient la comptabilisation et la présentation d'événements ou opérations dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2016.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

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

### Trésorerie et équivalents de trésorerie

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

### Provision pour créances douteuses

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

### Stocks

Les stocks, constitués de matières et fournitures et de gaz, de combustible et de charbon en stock, sont évalués au moindre du coût moyen pondéré et de leur valeur marchande.

### Actifs et passifs réglementaires

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

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

### Placements

Les placements du portefeuille sont comptabilisés au coût. Les baisses de valeur considérées comme durables sont comptabilisées dans la période au cours de laquelle pareilles déterminations sont faites. Les placements sur lesquels la Société exerce une influence notable sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence. La Société soumet ses placements une fois par année à un test de perte de valeur possible. Si une perte de valeur est relevée, elle sera comptabilisée dans la période au cours de laquelle elle a été relevée.

### Actifs disponibles à la vente

Les actifs de la Société désignés comme disponibles à la vente sont évalués à la juste valeur établie selon les cours du marché. Les gains latents ou les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et sont reclassés à l'état des résultats au moment où les actifs sont vendus.

### Immobilisations de services publics

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

La majorité des entreprises de services publics réglementés de la Société ont comptabilisé des coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans la dotation aux amortissements, la charge d'amortissement étant constatée à titre de passif réglementaire à long terme (note 8 xi)). Les coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés.

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

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

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

La majorité des entreprises de services publics réglementés de la Société incluent dans le coût des immobilisations de services publics une composante dette et une composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC »). La composante dette de la PFUPC est comptabilisée comme une déduction des frais financiers (note 24), et la composante capitaux propres de la PFUPC est comptabilisée dans les autres revenus (note 23). Les deux composantes de la PFUPC sont comptabilisées en résultat au moyen de la dotation aux amortissements sur la durée de service estimative des immobilisations de services publics connexes. Le mode de calcul de la PFUPC est prescrit par les organismes de réglementation respectifs.

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

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

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

La majorité des immobilisations de services publics de la Société sont amorties selon la méthode linéaire sur leur durée de service estimative. Les taux d'amortissement des immobilisations de services publics réglementés sont approuvés par l'organisme de réglementation concerné. Les taux d'amortissement pour 2016 ont varié de 0,9 % à 34,6 % (1,3 % à 43,2 % pour 2015). En 2016, 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 2,8 % (3,1 % en 2015).

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

(Années)	2016		2015	
	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée
Distribution				
Électricité	5-80	32	5-80	30
Gaz	7-95	33	4-95	33
Transport				
Électricité	20-80	41	20-80	29
Gaz	7-80	34	7-80	36
Production	5-85	26	5-85	27
Autres	3-70	14	3-70	8

### Contrats de location

Les contrats de location qui transfèrent à la Société la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété des éléments loués sont capitalisés à la valeur actualisée des paiements de location minimaux. Les contrats de location-acquisition comprennent les contrats admissibles à titre de contrats de location s'ils transfèrent le droit d'utilisation d'un actif donné.

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

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

### Actifs incorporels

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

Les actifs incorporels ayant une durée de vie limitée sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de service estimative des actifs. Les taux d'amortissement des actifs incorporels réglementés sont approuvés par l'organisme de réglementation concerné. Les taux d'amortissement en 2016 se sont échelonnés de 1,0 % à 50,0 % (de 1,0 % à 50,0 % en 2015).

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

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

### Actifs incorporels (suite)

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

(Années)	2016		2015	
	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées de service	Durée de service résiduelle moyenne pondérée
Logiciels	3-10	4	3-10	4
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	30-80	57	30-80	37
Autres	10-104	15	10-104	15

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

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

### Dépréciation d'actifs à long terme

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

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

### Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des montants nets attribués aux actifs incorporels identifiables acquis dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. La Société procède à un test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuellement en date du 1<sup>er</sup> octobre ou plus fréquemment si un événement ou un changement de circonstances se produit et laisse croire que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable. Aucun événement ou changement de circonstances de ce genre ne s'est produit en 2016 ou en 2015.

Fortis effectue une évaluation annuelle interne des facteurs qualitatifs et quantitatifs de chaque unité d'exploitation à laquelle un écart d'acquisition a été affecté. La Société a, au total, 12 unités d'exploitation auxquelles un écart d'acquisition a été affecté aux dates d'acquisition respectives par Fortis. Pour les unités d'exploitation dont : i) l'évaluation par la direction des facteurs quantitatifs et qualitatifs indique qu'il n'est pas probable à plus de 50 % que la juste valeur soit supérieure à la valeur comptable, ou dont ii) l'excédent de la juste valeur estimée par rapport à la valeur comptable, comme établi par un consultant externe à la date du dernier test de dépréciation, n'est pas important, la juste valeur de l'unité d'exploitation est alors estimée par un consultant externe au cours de l'exercice considéré. Malgré l'approche décrite ci-dessus, il est possible de faire estimer par un consultant externe la juste valeur d'une unité d'exploitation à laquelle un écart d'acquisition a été affecté à la date du test de dépréciation annuel, puisque Fortis devra au minimum faire évaluer la juste valeur de chacune de ses unités d'exploitation importantes par un consultant externe une fois tous les cinq ans.

Afin de calculer la dépréciation de l'écart d'acquisition, la juste valeur estimative d'une unité d'exploitation est comparée à sa valeur comptable. Si la juste valeur d'une unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, on procède à une deuxième évaluation pour établir le montant de la moins-value. Le montant de la moins-value est établi d'abord en déduisant la juste valeur des actifs et des passifs de l'unité d'exploitation de la juste valeur de celle-ci, afin d'obtenir la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition, puis en comparant ce montant à la valeur comptable de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation. Tout excédent de la valeur comptable de l'écart d'acquisition sur sa juste valeur implicite correspond au montant de la moins-value comptabilisé.

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

Le test annuel de dépréciation de l'écart d'acquisition effectué par la Société a révélé que la juste valeur de chaque unité d'exploitation excédait sa valeur comptable, de sorte qu'aucune provision pour moins-value n'a été nécessaire pour 2016 et 2015.

## Frais financiers reportés

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

## Avantages sociaux futurs

### *Régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées*

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

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

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

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

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

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

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

### *Régimes d'avantages complémentaires de retraite*

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

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

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

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

Pour FortisAlberta, l'écart entre le coût des régimes d'ACR comptabilisé selon les PCGR des États-Unis et le coût recouvré auprès de la clientèle dans les tarifs courants ne répond pas aux critères du traitement en compte de report. C'est pourquoi FortisAlberta comptabilise en résultat le coût associé à ses régimes d'ACR selon des calculs actuariels plutôt que selon des montants approuvés par l'organisme de réglementation. Les soldes non amortis des régimes d'ACR de FortisAlberta qui se rattachent aux gains et aux pertes actuariels nets et aux coûts des services passés sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

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

### Rémunération à base d'actions

La Société comptabilise une charge de rémunération liée à l'émission d'options sur actions attribuées en vertu de son régime d'options sur actions de 2002 (« le régime de 2002 »), de son régime d'options sur actions de 2006 (« le régime de 2006 ») et de son régime d'options sur actions de 2012 (« le régime de 2012 ») (note 22). La charge de rémunération est évaluée à la date d'attribution selon le modèle de Black et Scholes, et chaque attribution est amortie séparément en proportions égales sur la période d'acquisition des droits de quatre ans des options attribuées. En contrepartie, une augmentation du surplus d'apport d'un montant égal à la charge de rémunération annuelle liée à l'émission d'options sur actions est aussi comptabilisée. Les options sur actions sont exerçables une fois que les conditions d'acquisition des droits ont été satisfaites. Au moment de l'exercice, le produit des options est porté au crédit du capital social au prix de l'option, et la juste valeur des options, antérieurement comptabilisée, est reclassée par transfert du surplus d'apport au capital social. L'exercice d'options à un prix inférieur au cours du marché des actions ordinaires de la Société a un effet dilutif sur le capital social consolidé et les capitaux propres consolidés de la Société. Pour l'exercice d'options sur actions, Fortis émet des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé.

La Société comptabilise aussi les passifs associés aux régimes d'unités d'actions à dividende différé (« UAD »), d'unités d'actions liées au rendement (« UAR ») et de droits à la valeur d'actions temporairement incessibles (« DVATI ») des administrateurs, qui représentent tous des attributions réglées en espèces, à leur juste valeur à chaque date de clôture jusqu'au règlement. La charge au titre de la rémunération est comptabilisée selon la méthode linéaire sur la période d'acquisition des droits, qui, pour les régimes d'UAR et de DVATI, équivaut à la durée la plus courte entre trois ans et la durée d'admissibilité jusqu'à la retraite. La juste valeur des passifs des UAD, UAR et DVATI est fondée sur le cours moyen pondéré en fonction des volumes sur cinq jours de l'action ordinaire de la Société à la fin de chaque période de présentation. Le cours moyen pondéré en fonction des volumes de l'action ordinaire de la Société au 31 décembre 2016 était de 41,46 \$ (37,72 \$ au 31 décembre 2015). La juste valeur des passifs liés aux UAR est aussi fondée sur le paiement prévu probable d'après le rendement historique, compte tenu des paramètres définis de chaque attribution et de la meilleure estimation de la direction.

### Conversion des devises

Les actifs et les passifs des établissements à l'étranger de la Société, qui ont tous le dollar américain comme monnaie fonctionnelle, sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan. Le taux de change en vigueur au 31 décembre 2016 était de 1,00 \$ US = 1,34 \$ CA (1,00 \$ US = 1,38 \$ CA au 31 décembre 2015). Les gains et les pertes de change latents qui en résultent sont exclus du calcul du bénéfice et sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que la filiale étrangère soit vendue, soit pratiquement liquidée ou fasse l'objet d'un test de dépréciation en prévision de la cession. Les produits et les charges des établissements à l'étranger de la Société sont convertis au taux de change moyen en vigueur au cours de la période de présentation de l'information financière, qui était de 1,00 \$ US = 1,33 \$ CA en 2016 (1,00 \$ US = 1,28 \$ CA en 2015).

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

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

### Instruments dérivés et activités de couverture

#### *Instruments dérivés non désignés*

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

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

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

### *Instruments dérivés faisant partie de relations de couverture désignées*

Pour les instruments dérivés désignés comme des contrats de couverture, la Société et ses entreprises de services publics évaluent formellement si, à sa création et par la suite, le contrat de couverture est hautement efficace pour compenser les variations des éléments couverts. La stratégie de couverture par type d'opération et la stratégie de gestion des risques sont formellement consignées. Au 31 décembre 2016, les types de relations de couverture de la Société étaient principalement les couvertures des flux de trésorerie et des investissements nets.

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

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

### *Présentation des instruments dérivés*

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

## **Impôts sur les bénéfices**

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

Comme approuvé par leurs organismes de réglementation respectifs, ITC, UNS Energy, Central Hudson et Maritime Electric recouvrent la charge d'impôts exigibles et reportés dans les tarifs facturés à la clientèle. Comme l'a approuvé son organisme de réglementation, FortisAlberta recouvre la charge d'impôts sur les bénéfices dans les tarifs facturés aux clients à hauteur seulement des impôts sur les bénéfices qui sont actuellement exigibles. FortisBC Energy, FortisBC Electric, Newfoundland Power et FortisOntario recouvrent la charge d'impôts sur les bénéfices dans les tarifs facturés aux clients à hauteur seulement des impôts sur les bénéfices qui sont actuellement exigibles, sauf pour certains soldes réglementaires à l'égard desquels les impôts reportés sont recouverts auprès de la clientèle, ou remboursés à celle-ci, à même les tarifs courants, comme le prescrivent les organismes de réglementation respectifs. Par conséquent, sauf pour certains soldes d'impôts reportés de FortisBC Energy, de FortisBC Electric, de Newfoundland Power et de FortisOntario, les tarifs courants imputés à la clientèle ne comprennent pas le recouvrement d'impôts reportés liés aux écarts temporaires entre la valeur fiscale des actifs et des passifs et leur valeur comptable aux fins réglementaires, puisque ces impôts devraient être recouverts à même les tarifs imposés à la clientèle lorsqu'ils deviendront exigibles. Ces entreprises de services publics constatent un actif ou un passif réglementaire compensatoire pour le montant des impôts reportés qui devraient être recouverts ou remboursés à même les tarifs imputés à la clientèle lorsque les impôts sur les bénéfices deviennent à payer ou à recevoir (note 8 i)).

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

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

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

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

### Impôts sur les bénéfices (suite)

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

La Société a l'intention de réinvestir pour une durée indéterminée le bénéfice de certains établissements à l'étranger. Par conséquent, la Société ne provisionne pas d'impôts reportés à l'égard des écarts temporaires liés aux investissements dans les filiales étrangères. L'écart entre la valeur comptable de ces investissements et leur base fiscale, qui découle des bénéfices non rapatriés des filiales et de l'écart de change, s'élevait à environ 525 millions \$ au 31 décembre 2016 (565 millions \$ au 31 décembre 2015). Si ces bénéfices sont rapatriés, sous la forme de dividendes ou autre, la Société peut être assujéti aux impôts sur les bénéfices et aux retenues d'impôts étrangers. Il est impossible de calculer les passifs d'impôts reportés non comptabilisés sur ces montants.

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

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

### Taxes de vente

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

### Constatation des produits

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

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

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

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

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

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

Les produits générés par Aitken Creek proviennent d'activités de location d'entreposage à long terme, de stockage et de prêt et d'activités d'optimisation du stockage, et sont généralement constatés selon la comptabilité d'exercice sur la durée des contrats. Les produits générés par l'optimisation découlent de l'achat de gaz naturel et de sa vente à terme au moyen de contrats financiers et de contrats prévoyant la livraison et sont composés des gains et des pertes réalisés et latents sur les contrats financiers et les contrats prévoyant la livraison, qui ne sont pas désignés en tant qu'instruments dérivés, utilisés pour gérer le risque lié au prix des produits de base (note 30).

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

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, y compris les obligations conditionnelles liées à la mise hors service d'immobilisations, sont comptabilisées à titre de passif à la juste valeur, et sont classées à titre d'autres passifs à long terme, et les immobilisations de services publics sont augmentées du même montant. La Société constate les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans les périodes au cours desquelles elles sont engagées si une estimation raisonnable de leur juste valeur peut être établie. La juste valeur est fondée sur une estimation de la valeur actuelle des dépenses futures prévues, actualisée selon un taux d'intérêt sans risque rajusté en fonction de la qualité de crédit. L'augmentation du passif attribuable à l'écoulement du temps est comptabilisée dans une charge de désactualisation, et les coûts capitalisés sont amortis sur la durée de vie utile de l'actif. Les coûts réels engagés pour le règlement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont portés en réduction des passifs.

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

### Nouvelles méthodes comptables

#### *Présentation des incertitudes quant à la capacité d'une entité de poursuivre ses activités*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2016, la Société a adopté l'ASU 2014-15, qui fournit une ligne directrice quant à la responsabilité de la direction d'évaluer s'il existe un doute important sur la capacité d'une entité de poursuivre ses activités et de fournir les informations connexes. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société et les informations connexes.

#### *Simplification de la présentation de l'état des résultats par l'élimination du concept d'éléments extraordinaires*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2016, la Société a adopté de façon prospective l'ASU 2015-01, qui fait partie du projet du Financial Accounting Standards Board (« FASB ») visant à réduire la complexité des méthodes comptables en éliminant le concept d'éléments extraordinaires. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

#### *Modifications à l'analyse de consolidation*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2016, la Société a adopté l'ASU 2015-02, qui modifie l'analyse qu'une entité publiante doit mettre en œuvre afin de déterminer si elle doit consolider certains types d'entités légales. Plus précisément, les modifications relatives aux sociétés en commandite : i) changent l'évaluation visant à déterminer si les sociétés en commandite et les entités juridiques semblables sont des entités à détenteurs de droits variables ou des entités à détenteurs de droits de vote; et ii) renversent la présomption qu'un commandité doit consolider une société en commandite. Les modifications dans cette mise à jour n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société. Toutefois, la participation conférant le contrôle de 51 % de la Société dans la société Waneta doit être considérée non plus comme un placement dans une entité à détenteurs de droits de vote, mais comme un placement dans une entité à détenteurs de droits variables, ce qui a donné lieu à la présentation de davantage d'informations (note 31).

#### *Simplification de la comptabilité des ajustements pour la période d'évaluation*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2016, la Société a adopté de façon prospective l'ASU 2015-16, qui exige que, dans le cadre d'un regroupement d'entreprises, l'acquéreur comptabilise les ajustements aux montants provisoires établis pendant la période d'évaluation pendant la période au cours de laquelle ces ajustements sont établis. Auparavant, ces ajustements devaient être comptabilisés de façon rétrospective. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

#### *Améliorations apportées à la comptabilisation des paiements fondés sur des actions*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2016, la Société a adopté de façon anticipée l'ASU 2016-09, qui simplifie la comptabilisation des opérations de paiements fondés sur des actions, y compris les incidences fiscales, le classement des attributions comme capitaux propres ou comme passifs, et le classement à l'état des flux de trésorerie. Cette ligne directrice exige que toutes les économies d'impôts excédentaires et insuffisances fiscales soient comptabilisées dans la charge ou le recouvrement d'impôts sur les bénéfices dans l'état des résultats consolidé. Dès l'adoption de la ligne directrice, selon une approche rétrospective modifiée, la Société a comptabilisé un rajustement cumulatif de 16 millions \$ lié à des économies d'impôts excédentaires non comptabilisées de périodes antérieures pour UNS Energy, ce qui a eu pour effet d'augmenter les bénéfices non répartis et de diminuer les passifs d'impôts reportés. En 2016, l'adoption de cette mise à jour a également entraîné une diminution de 7 millions \$ de la charge d'impôts sur les bénéfices et une diminution des passifs d'impôts reportés attribuables aux économies d'impôts excédentaires d'ITC à compter de la date d'acquisition, liés en grande partie à une accélération de l'acquisition des droits rattachés aux attributions d'actions à titre de rémunération à base d'actions de la société par suite de l'acquisition. Cette ligne directrice offre également un choix de méthode comptable à l'égard des extinctions, soit d'établir des extinctions estimatives ou de comptabiliser les extinctions lorsqu'elles surviennent. La Société a choisi de comptabiliser les extinctions lorsqu'elles surviennent. Ce choix de méthode n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

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

### Utilisation d'estimations comptables

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

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

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

## 4. PRISES DE POSITION COMPTABLES FUTURES

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

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

L'ASU 2014-09 a été publiée en mai 2014, et les modifications présentées dans cette mise à jour créent le Topic 606 de l'Accounting Standards Codification (« ASC »), *Revenue from Contracts with Customers*, et remplacent les exigences de comptabilisation des produits du Topic 605 de l'ASC, *Revenue Recognition*, y compris la plupart des lignes directrices concernant la comptabilisation des produits selon les secteurs partout dans la codification. Cette norme clarifie les principes de comptabilisation des produits qui peuvent s'appliquer uniformément à des opérations, des secteurs et des marchés financiers divers. Un certain nombre d'autres ASU ont été publiées en 2016, clarifiant les indications liées à la mise en œuvre du Topic 606 de l'ASC. Cette norme, de même que toutes les ASU connexes, entre en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2017. L'adoption anticipée est permise pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2016. La Société a choisi de ne pas adopter la norme par anticipation.

La nouvelle norme comprend deux méthodes de transition qui peuvent être utilisées dans le cadre de son application : i) la méthode rétrospective intégrale, selon laquelle les chiffres des périodes comparatives doivent être retraités et l'incidence cumulative de l'application de la norme doit être comptabilisée en date du 1<sup>er</sup> janvier 2017, soit la première période présentée; et ii) la méthode rétrospective modifiée, selon laquelle les chiffres des périodes comparatives ne sont pas retraités et l'incidence cumulative de l'application de la norme doit être comptabilisée en date de l'acquisition initiale, soit le 1<sup>er</sup> janvier 2018. La Société prévoit utiliser la méthode rétrospective modifiée; elle continue toutefois à suivre de près l'évolution du secteur. Tout fait nouveau important touchant le secteur pourrait modifier la méthode d'adoption prévue de la Société.

En majeure partie, les produits de la Société sont générés par les ventes d'énergie aux clients de détail en fonction des tarifs publiés, comme les organismes de réglementation respectifs le permettent, et par les services de transport, et sont considérés entrer dans le champ d'application de l'ASU 2014-09. Fortis ne prévoit pas que l'adoption de cette norme, et de toutes les ASU connexes, aura une incidence significative sur la comptabilisation des produits générés par les ventes d'énergie aux clients de détail ou sur ses autres sources de produits importantes; la Société prévoit cependant que l'adoption de la norme aura une incidence sur ses obligations d'information. Certaines questions d'interprétation propres au secteur, notamment les apports sous forme d'aide à la construction, restent encore en suspens et les conclusions qui seront tirées, si elles sont différentes de celles qui sont actuellement prévues, pourraient avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés de la Société et les informations connexes. Fortis continue de suivre l'évolution du secteur en ce qui a trait à la nouvelle norme.

## Comptabilisation et évaluation des actifs financiers et des passifs financiers

L'ASU 2016-01, *Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*, a été publiée en janvier 2016, et les modifications de cette mise à jour visent certains aspects de la comptabilisation, de l'évaluation, de la présentation et des informations à présenter à l'égard des instruments financiers. Les modifications exigent notamment ce qui suit : i) les placements en titres de capitaux propres dans les entités non consolidées (entités autres que celles comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence) doivent être évalués à la juste valeur par le biais du résultat net; 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, diminué de toute dépréciation, et plus ou moins les ajustements ultérieurs liés aux variations des cours observables; et ii) les actifs et les passifs financiers doivent être présentés séparément dans les notes des états financiers consolidés et regroupés par classe d'évaluation et type d'actif financier. Cette mise à jour entre en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2017. Fortis évalue l'incidence que l'adoption de cette mise à jour aura sur ses états financiers consolidés et les informations connexes.

## Contrats de location

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

## Évaluation des pertes de crédit liées aux instruments financiers

L'ASU 2016-13, *Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*, a été publiée en juin 2016 et les modifications présentées dans cette mise à jour imposent aux entités l'utilisation d'un modèle d'évaluation des pertes de crédit attendues et la prise en compte d'un éventail plus large d'informations raisonnables et justifiables afin d'éclairer les estimations de pertes de crédit. Cette norme prend effet pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2019 et doit être appliquée selon une approche rétrospective modifiée. L'adoption anticipée est permise pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2018. Fortis évalue l'incidence que l'adoption de cette mise à jour aura sur ses états financiers consolidés et les informations connexes.

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

L'ASU 2017-04, *Simplifying the Test for Goodwill Impairment*, a été publiée en janvier 2017, et les modifications présentées dans cette mise à jour simplifient l'évaluation ultérieure de l'écart d'acquisition en éliminant la deuxième étape de l'actuel test de dépréciation de l'écart d'acquisition en deux étapes. Une entité utilisera un test de dépréciation quantitatif en une étape pour comptabiliser une perte de valeur correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur de l'unité d'exploitation, sans excéder le montant total de l'écart d'acquisition affecté à cette unité d'exploitation. La nouvelle ligne directrice ne modifie pas l'évaluation qualitative optionnelle de la dépréciation de l'écart d'acquisition. Cette mise à jour entre en vigueur pour les périodes annuelles et intermédiaires ouvertes après le 15 décembre 2019 et doit être appliquée de façon prospective. L'adoption anticipée est permise pour les tests de dépréciation intermédiaire et annuel de l'écart d'acquisition effectués après le 1<sup>er</sup> janvier 2017. Fortis prévoit adopter de façon anticipée cette mise à jour en 2017, mais ne s'attend pas à ce qu'elle ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés et les informations connexes.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

## 5. INFORMATION SECTORIELLE

L'information par secteur isolable s'établit comme suit :

	ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS RÉGLEMENTÉS								ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES					
	États-Unis			Canada					Total	Infra-structure énergétique	Autres que de services publics	Siège social et autres	Éliminations intersectorielles	Total
Exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions \$)	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Est du Canada	Électricité dans les Caraïbes						
Produits d'exploitation	334	2 002	849	1 151	572	377	1 063	301	<b>6 649</b>	<b>193</b>	-	<b>9</b>	<b>(13)</b>	<b>6 838</b>
Coûts de l'approvisionnement énergétique	-	740	253	347	-	132	698	137	<b>2 307</b>	<b>35</b>	-	-	<b>(1)</b>	<b>2 341</b>
Charges d'exploitation	151	605	387	295	189	88	136	45	<b>1 896</b>	<b>39</b>	-	<b>108</b>	<b>(12)</b>	<b>2 031</b>
Amortissement	46	264	61	198	180	57	91	54	<b>951</b>	<b>28</b>	-	<b>4</b>	-	<b>983</b>
Bénéfice (perte) d'exploitation	137	393	148	311	203	100	138	65	<b>1 495</b>	<b>91</b>	-	<b>(103)</b>	-	<b>1 483</b>
Autres revenus (charges), montant net	9	7	5	17	3	-	2	9	<b>52</b>	<b>2</b>	-	-	<b>(1)</b>	<b>53</b>
Frais financiers	54	102	40	125	85	37	55	15	<b>513</b>	<b>4</b>	-	<b>162</b>	<b>(1)</b>	<b>678</b>
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	20	99	43	51	-	9	21	-	<b>243</b>	<b>3</b>	-	<b>(101)</b>	-	<b>145</b>
Bénéfice net (perte nette)	72	199	70	152	121	54	64	59	<b>791</b>	<b>86</b>	-	<b>(164)</b>	-	<b>713</b>
Participations ne donnant pas le contrôle	13	-	-	1	-	-	-	13	<b>27</b>	<b>26</b>	-	-	-	<b>53</b>
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>75</b>	-	<b>75</b>
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	59	199	70	151	121	54	64	46	<b>764</b>	<b>60</b>	-	<b>(239)</b>	-	<b>585</b>
Écart d'acquisition	8 246	1 854	605	913	227	235	67	190	<b>12 337</b>	<b>27</b>	-	-	-	<b>12 364</b>
Actifs identifiables	9 754	7 081	2 609	5 317	3 830	1 908	2 327	1 154	<b>33 980</b>	<b>1 475</b>	-	<b>130</b>	<b>(45)</b>	<b>35 540</b>
Total de l'actif	18 000	8 935	3 214	6 230	4 057	2 143	2 394	1 344	<b>46 317</b>	<b>1 502</b>	-	<b>130</b>	<b>(45)</b>	<b>47 904</b>
Dépenses en immobilisations brutes	223	524	233	336	375	74	161	106	<b>2 032</b>	<b>19</b>	-	<b>10</b>	-	<b>2 061</b>
<b>Exercice clos le 31 décembre 2015 (en millions \$)</b>														
Produits d'exploitation	-	2 034	880	1 295	563	360	1 033	321	<b>6 486</b>	<b>107</b>	<b>171</b>	<b>24</b>	<b>(31)</b>	<b>6 757</b>
Coûts de l'approvisionnement énergétique	-	820	315	498	-	116	673	169	<b>2 591</b>	<b>1</b>	-	-	<b>(1)</b>	<b>2 591</b>
Charges d'exploitation	-	573	381	292	183	89	143	46	<b>1 707</b>	<b>19</b>	<b>124</b>	<b>36</b>	<b>(12)</b>	<b>1 874</b>
Amortissement	-	242	56	190	168	57	82	47	<b>842</b>	<b>18</b>	<b>11</b>	<b>2</b>	-	<b>873</b>
Bénéfice (perte) d'exploitation	-	399	128	315	212	98	135	59	<b>1 346</b>	<b>69</b>	<b>36</b>	<b>(14)</b>	<b>(18)</b>	<b>1 419</b>
Autres revenus (charges), montant net	-	5	8	11	3	-	2	2	<b>31</b>	<b>56</b>	<b>109</b>	<b>2</b>	<b>(1)</b>	<b>197</b>
Frais financiers	-	98	38	134	78	39	56	14	<b>457</b>	<b>3</b>	<b>18</b>	<b>94</b>	<b>(19)</b>	<b>553</b>
Charge (recouvrement) d'impôts sur les bénéfices	-	111	40	51	(1)	9	19	-	<b>229</b>	<b>24</b>	<b>13</b>	<b>(43)</b>	-	<b>223</b>
Bénéfice net (perte nette)	-	195	58	141	138	50	62	47	<b>691</b>	<b>98</b>	<b>114</b>	<b>(63)</b>	-	<b>840</b>
Participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	1	-	-	-	13	<b>14</b>	<b>21</b>	-	-	-	<b>35</b>
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>77</b>	-	<b>77</b>
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	-	195	58	140	138	50	62	34	<b>677</b>	<b>77</b>	<b>114</b>	<b>(140)</b>	-	<b>728</b>
Écart d'acquisition	-	1 912	624	913	227	235	67	195	<b>4 173</b>	-	-	-	-	<b>4 173</b>
Actifs identifiables	-	6 977	2 601	5 116	3 592	1 872	2 219	1 084	<b>23 461</b>	<b>1 025</b>	-	<b>352</b>	<b>(207)</b>	<b>24 631</b>
Total de l'actif	-	8 889	3 225	6 029	3 819	2 107	2 286	1 279	<b>27 634</b>	<b>1 025</b>	-	<b>352</b>	<b>(207)</b>	<b>28 804</b>
Dépenses en immobilisations brutes	-	669	181	460	452	103	175	137	<b>2 177</b>	<b>38</b>	<b>9</b>	<b>19</b>	-	<b>2 243</b>

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

## Opérations entre parties liées et opérations intersectorielles

Les opérations entre parties liées ont lieu dans le cours normal des affaires et sont évaluées à la valeur d'échange, soit le montant de la contrepartie établie et convenue par les parties liées. Il n'y a eu aucune opération importante entre parties liées en 2016 ou en 2015.

Les soldes et opérations intersociétés, y compris tout bénéfice intersociétés connexe, sont éliminés au moment de la consolidation, à l'exception de certaines opérations intersociétés entre des entités non réglementées et des entités réglementées, conformément aux normes comptables applicables aux entités à tarifs réglementés. Les opérations intersociétés importantes pour 2016 et 2015 sont décrites dans le tableau ci-dessous.

(en millions)	2016	2015
Vente de capacité de l'Expansion Waneta à FortisBC Electric (note 35)	45 \$	30 \$
Vente d'électricité de BECOL à Belize Electricity	33	30
Location d'installations de stockage de gaz par Aitken Creek à FortisBC Energy	17	–

Au 31 décembre 2016, les comptes clients dans le bilan consolidé de la Société comprenaient un montant d'environ 16 millions \$ à recevoir de Belize Electricity (5 millions \$ au 31 décembre 2015), dans laquelle Fortis détient une participation en actions de 33 %.

De temps à autre, la Société accorde du financement à court terme à certaines de ses filiales afin de soutenir les programmes d'investissement, les acquisitions et les besoins saisonniers en fonds de roulement, à un taux d'intérêt se rapprochant des coûts d'emprunt à court terme de la Société, et accorde du financement à long terme à certaines de ses filiales, à un taux d'intérêt se rapprochant des coûts de la dette à long terme de la Société. Il n'y avait aucun prêt intersectoriel en cours au 31 décembre 2016 (48 millions \$ au 31 décembre 2015) et le total des intérêts facturés en 2016 était inférieur à 1 million \$ (17 millions \$ en 2015).

## 6. DÉBITEURS ET AUTRES ACTIFS À COURT TERME

(en millions)	2016	2015
Débiteurs – clients	507 \$	517 \$
Débiteurs non facturés	551	404
Provision pour créances douteuses	(33)	(66)
Impôts à recevoir	26	–
Actifs détenus en vue de la vente	–	38
Autres	76	71
	<b>1 127 \$</b>	964 \$

La diminution de la provision pour créances douteuses découle du règlement et de la reprise d'une provision d'UNS Energy se rapportant à des sommes facturées aux propriétaires tiers de l'unité 1 de Springerville.

Les actifs détenus en vue de la vente au 31 décembre 2015 comprenaient des immobilisations de services publics d'environ 29 millions \$ (21 millions \$ US) acquises par UNS Energy à l'expiration du contrat de location des installations de manutention de charbon de Springerville en avril 2015. UNS Energy a conclu, avec un tiers, une entente aux termes de laquelle le tiers pourra acheter une participation de 17,05 % ou bien poursuivre l'utilisation des installations contre des paiements à UNS Energy. En mars 2016, le tiers a informé UNS Energy qu'il exerçait son option d'achat. Toutefois, au 31 décembre 2016, la réalisation de la vente n'était plus probable, et UNS Energy a reclassé les actifs détenus en vue de la vente en question dans les immobilisations de services publics (note 10). Au 31 décembre 2015, les actifs détenus en vue de la vente comprenaient également les actifs non réglementés de la centrale hydroélectrique Walden d'environ 9 millions \$, lesquels ont été vendus en février 2016 (note 28).

Les autres débiteurs étaient composés de sommes facturées aux clients pour des services non essentiels de base, des dépôts de garantie pour des achats de gaz de FortisBC Energy, des avances sur achats de charbon d'UNS Energy et de la juste valeur des instruments dérivés (note 30).

## 7. STOCKS

(en millions)	2016	2015
Matériaux et fournitures	244 \$	194 \$
Gaz et combustible stockés	98	101
Stocks de charbon	30	42
	<b>372 \$</b>	337 \$

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

## 8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

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

<i>(en millions)</i>	2016	2015	Période de recouvrement résiduelle (années)
<b>Actifs réglementaires</b>			
Impôts reportés <i>i)</i>	<b>1 260 \$</b>	936 \$	À déterminer
Avantages sociaux futurs <i>ii)</i>	<b>576</b>	627	Diverses
Comptes de stabilisation tarifaire <i>iii)</i>	<b>183</b>	119	Diverses
Coûts de gestion de l'énergie reportés <i>iv)</i>	<b>178</b>	145	1–10
Report relatif à la remise en état des sites d'usines de gaz <i>v)</i>	<b>107</b>	121	À déterminer
Charges locatives reportées <i>vi)</i>	<b>97</b>	90	Diverses
Frais d'exploitation indirects reportés <i>vii)</i>	<b>78</b>	66	Diverses
Incitatifs à l'égard des moyens de transport alimentés au gaz naturel <i>viii)</i>	<b>40</b>	25	10
Instruments dérivés <i>ix)</i>	<b>19</b>	74	Diverses
Autres actifs réglementaires <i>x)</i>	<b>395</b>	329	Diverses
<b>Total des actifs réglementaires</b>	<b>2 933</b>	2 532	
<b>Moins : tranche à court terme</b>	<b>(313)</b>	(246)	1
<b>Actifs réglementaires à long terme</b>	<b>2 620 \$</b>	2 286 \$	
<b>Passifs réglementaires</b>			
Provision pour coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations <i>xi)</i>	<b>1 194 \$</b>	1 060 \$	À déterminer
Passif lié au remboursement au titre du RCP <i>xii)</i>	<b>346</b>	–	2
Comptes de stabilisation tarifaire <i>iii)</i>	<b>230</b>	212	Diverses
Compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz <i>xiii)</i>	<b>71</b>	88	À déterminer
Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable <i>xiv)</i>	<b>53</b>	47	À déterminer
Passif lié à l'efficacité énergétique <i>xv)</i>	<b>49</b>	20	Diverses
Avantages sociaux futurs <i>ii)</i>	<b>42</b>	44	Diverses
Autres passifs réglementaires <i>xvi)</i>	<b>198</b>	167	Diverses
<b>Total des passifs réglementaires</b>	<b>2 183</b>	1 638	
<b>Moins : tranche à court terme</b>	<b>(492)</b>	(298)	1
<b>Passifs réglementaires à long terme</b>	<b>1 691 \$</b>	1 340 \$	

### Description de la nature des actifs et des passifs réglementaires

#### *i) Impôts reportés*

Les entreprises de services publics réglementés de la Société constatent des actifs et des passifs d'impôts reportés et des passifs et des actifs réglementaires connexes, qui sont liés au montant des impôts reportés censé être remboursé aux clients ou recouvré auprès des clients dans les tarifs futurs. Au 31 décembre 2016, une tranche de 596 millions \$ (351 millions \$ au 31 décembre 2015) des actifs réglementaires aux fins des impôts reportés n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.

#### *ii) Avantages sociaux futurs*

L'actif et le passif réglementaires associés aux avantages sociaux futurs comprennent les pertes actuarielles nettes, les coûts et crédits pour les services passés et les obligations transitoires, tous non amortis et établis au moyen de calculs actuariels, associés aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux régimes d'ACR des entreprises de services publics réglementés de la Société qui devraient être recouvrés auprès des clients, ou remboursés à ceux-ci, dans les tarifs futurs (note 26). Pour les entreprises de services publics réglementés de la Société, comme les organismes de réglementation respectifs le permettent, les écarts entre les coûts des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR comptabilisés selon les PCGR des États-Unis et ceux qui devraient être recouvrés auprès de la clientèle ou remboursés à cette dernière à même les tarifs futurs sont assujettis au traitement en compte de report et ont été comptabilisés comme un actif ou un passif réglementaire. Ces montants auraient autrement été comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu dans le bilan consolidé.

Au 31 décembre 2016, des actifs réglementaires d'environ 346 millions \$ associés aux avantages sociaux futurs n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (367 millions \$ au 31 décembre 2015). Au 31 décembre 2016, des passifs réglementaires d'environ 31 millions \$ associés aux avantages sociaux futurs n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (36 millions \$ au 31 décembre 2015).

### iii) Comptes de stabilisation tarifaire

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

Pour ITC, les besoins en produits tirés du transport sont fixés chaque année sur la base de modèles de tarification fondée sur une formule et restent en vigueur pour une période de un an. Les modèles de tarification fondée sur une formule sont assortis d'un mécanisme d'ajustement qui consiste à comparer pour chaque exercice les besoins en produits réels et le montant des produits facturés, de manière à déterminer si les produits reçus sont supérieurs ou inférieurs aux besoins en revenus réels. Les produits sont constatés en fonction des besoins en revenus réels, et les produits comptabilisés et les comptes de report représentent la différence entre les besoins en revenus réels et le montant des produits facturés, et sont recouverts ou remboursés à même les tarifs facturés à la clientèle sur une période de deux ans. Pour ITC, un montant de 29 millions \$ US lié au recouvrement des coûts régionaux attribués, aux fins de remboursement, par ITC à d'autres propriétaires de ligne de transport régionaux, qui seront recouverts auprès des clients du réseau en 2017, est inclus dans les comptes de stabilisation tarifaire.

Au 31 décembre 2016, environ 135 millions \$ et 173 millions \$ des comptes de stabilisation tarifaire devaient être recouverts auprès de la clientèle ou remboursés à celle-ci dans l'année. Par conséquent, ces montants sont respectivement classés à titre d'actifs et de passifs réglementaires à court terme (respectivement environ 49 millions \$ et 142 millions \$ au 31 décembre 2015).

Au 31 décembre 2016, des actifs réglementaires d'environ 139 millions \$ associés aux comptes de stabilisation tarifaire n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (44 millions \$ au 31 décembre 2015). Au 31 décembre 2016, des passifs réglementaires d'environ 180 millions \$ associés aux comptes de stabilisation tarifaire n'étaient pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (123 millions \$ au 31 décembre 2015).

### iv) Coûts de gestion de l'énergie reportés

FortisBC Energy, FortisBC Electric, Central Hudson et Newfoundland Power fournissent des services de gestion de l'énergie afin de promouvoir auprès de leur clientèle des programmes d'efficacité énergétique. Comme l'exigent leurs organismes de réglementation respectifs, ces entreprises de services publics réglementés ont capitalisé les dépenses connexes et les amortissent selon la méthode linéaire sur des périodes allant de un an à 10 ans. L'actif réglementaire qui en découle représente le solde non amorti des coûts de gestion de l'énergie.

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

Au 31 décembre 2016, une tranche de 42 millions \$ du solde des actifs réglementaires associé aux coûts de gestion de l'énergie reportés n'était pas admissibles aux fins du calcul du rendement réglementaire (25 millions \$ au 31 décembre 2015).

### v) Report relatif à la remise en état des sites d'usines de gaz

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

### vi) Charges locatives reportées

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

En 2016, sur les 31 millions \$ (30 millions \$ en 2015) d'intérêts débiteurs se rapportant aux obligations de location-acquisition et les 6 millions \$ (6 millions \$ en 2015) de dotation aux amortissements liés aux actifs de location-acquisition, 27 millions \$ (26 millions \$ en 2015) ont été comptabilisés dans les coûts de l'approvisionnement énergétique et 3 millions \$ (3 millions \$ en 2015) ont été comptabilisés dans les charges d'exploitation, avec l'approbation de l'organisme de réglementation, et le solde de 7 millions \$ (7 millions \$ en 2015) a été reporté en tant qu'actif réglementaire (note 15).

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

## 8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES (suite)

### Description de la nature des actifs et des passifs réglementaires (suite)

- vii) *Frais d'exploitation indirects reportés*  
Comme l'a approuvé l'organisme de réglementation, FortisAlberta a reporté certains frais d'exploitation indirects. Les frais reportés devraient être recouverts dans les tarifs futurs facturés à la clientèle sur la durée d'utilité des immobilisations de services publics et des actifs incorporels connexes.
- viii) *Incitatifs à l'égard des moyens de transport alimentés au gaz naturel*  
Le report des incitatifs à l'égard des moyens de transport alimentés au gaz naturel pour FortisBC Energy comprend les versements de subvention pour aider les clients à acheter des véhicules alimentés au gaz naturel au lieu de véhicules alimentés au diesel dans le cadre du financement du programme incitatif conformément au règlement sur les réductions des gaz à effet de serre en vertu de la loi intitulée *Clean Energy Act* (Colombie-Britannique). L'organisme de réglementation a autorisé le recouvrement à même les tarifs sur une période de dix ans.
- ix) *Instruments dérivés*  
Comme l'ont approuvé leurs organismes de réglementation respectifs, les gains et les pertes provenant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés d'UNS Energy, de Central Hudson et de FortisBC Energy sont reportés à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients dans les tarifs futurs. Ces pertes et ces gains latents auraient autrement été comptabilisés dans les bénéfices. Le solde des actifs réglementaires d'UNS Energy et de Central Hudson totalisant 6 millions \$ au 31 décembre 2016 n'est pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire (57 millions \$ au 31 décembre 2015).
- x) *Autres actifs réglementaires*  
Les autres actifs réglementaires ont trait à l'ensemble des entreprises de services publics réglementés de la Société et sont composés de divers éléments dont la valeur individuelle est inférieure à 40 millions \$. Au 31 décembre 2016, une tranche de 296 millions \$ (265 millions \$ au 31 décembre 2015) du solde était approuvée pour recouvrement auprès de la clientèle à même les tarifs futurs, et le montant résiduel devrait également être approuvé. Au 31 décembre 2016, une tranche de 217 millions \$ du solde (168 millions \$ au 31 décembre 2015) n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.
- xi) *Provision pour coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations*  
Comme l'exigent les organismes de réglementation respectifs, les taux d'amortissement comprennent un montant autorisé aux fins réglementaires pour être comptabilisé dans les coûts d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Les coûts réels d'enlèvement sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont portés en réduction du passif réglementaire lorsqu'ils sont engagés. Ce passif réglementaire représente les montants recouverts à même les tarifs facturés à la clientèle des entreprises de services publics respectives en excédent des coûts d'enlèvement engagés sans lien avec les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.
- xii) *Passif lié au remboursement au titre du RCP*  
Le passif lié au remboursement au titre du RCP pour ITC se rapporte à des plaintes déposées par deux propriétaires tiers auprès de la FERC remontant à 2013, demandant à la FERC de déclarer qu'il n'est plus nécessaire que le taux de rendement des capitaux propres de base régional du MISO pour tous les propriétaires de ligne de transport du MISO, dont ITC, pour les périodes de novembre 2013 à février 2015 et de février 2015 à mai 2016, revête un caractère juste ou raisonnable (note 2). Au 31 décembre 2016, la fourchette de remboursement estimée pour les deux périodes se situait entre 221 millions \$ US et 258 millions \$ US, et ITC a comptabilisé un passif réglementaire estimatif totalisant 258 millions \$ US, dont un montant de 119 millions \$ US a été classé dans les passifs réglementaires à court terme.
- xiii) *Compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz*  
Aux termes de l'ordonnance tarifaire de trois ans de Central Hudson rendue en juin 2015, certains des actifs et des passifs réglementaires de la société ont été identifiés et approuvés par la PSC à des fins de compensation, et un compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz à titre de passif réglementaire net a été établi et servira à modérer les tarifs futurs facturés à la clientèle. Ce compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz n'est pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.
- xiv) *Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable*  
Comme l'ordonne l'organisme de réglementation dans sa norme sur l'énergie renouvelable («*NER*»), UNS Energy est tenue d'augmenter son utilisation d'énergie renouvelable chaque année jusqu'à ce qu'elle représente au moins 15 % de ses besoins énergétiques de détail annuels totaux en 2025, la production distribuée représentant 30 % de ses besoins annuels en énergie renouvelable. La société doit déposer un plan de mise en œuvre de la NER annuel aux fins de revue et d'approbation par l'ACC. Le coût approuvé de la mise en œuvre de ce plan est recouvré auprès des clients de détail au moyen d'un supplément de facturation au titre de la NER, jusqu'à ce que ce coût se reflète dans les tarifs de base non liés au combustible de TEP et d'UNS Electric. S'il y a un écart positif ou négatif entre le recouvrement de supplément de facturation au titre de la NER et les coûts engagés pour mettre en œuvre les plans, il est reporté à titre d'actif ou de passif réglementaire et n'est pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.

L'ACC utilise des crédits d'énergie renouvelable («*CER*») pour évaluer la conformité avec les exigences de la NER; chaque CER équivaut à un kilowattheure produit à partir de ressources renouvelables. Quand UNS Energy achète de l'énergie renouvelable, la prime payée par rapport aux prix du marché de l'électricité traditionnelle constitue le coût des CER recouvrable au moyen du supplément de facturation au titre de la NER. Quand des CER sont achetés, UNS Energy comptabilise le coût des CER au poste Autres actifs à long terme, 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 (note 9).

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

xv) *Passif lié à l'efficacité énergétique*

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

xvi) *Autres passifs réglementaires*

Les autres passifs réglementaires ont trait à l'ensemble des entreprises de services publics réglementés de la Société et sont composés de divers éléments dont la valeur individuelle est inférieure à 40 millions \$. Au 31 décembre 2016, la Société avait l'autorisation ou bien de rembourser à la clientèle une tranche de 190 millions \$ du solde (156 millions \$ au 31 décembre 2015) ou de diminuer les tarifs futurs facturés à la clientèle, et elle devrait obtenir une autorisation pour le montant résiduel. Au 31 décembre 2016, une tranche de 51 millions \$ du solde (80 millions \$ au 31 décembre 2015) n'était pas admissible aux fins du calcul du rendement réglementaire.

## 9. AUTRES ACTIFS

<i>(en millions)</i>	<b>2016</b>	2015
Actifs du régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants	<b>115 \$</b>	58 \$
Placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence – Belize Electricity	<b>78</b>	79
Crédits d'énergie renouvelable (note 8 xiv))	<b>39</b>	17
Actifs des régimes de retraite à prestations déterminées (note 26)	<b>32</b>	11
Actifs du régime de rémunération différé (note 16)	<b>24</b>	25
Autres placements	<b>21</b>	13
Placement disponible à la vente (notes 28 et 30)	–	33
Dépôt sur l'acquisition d'Aitken Creek (note 27)	–	38
Divers	<b>97</b>	78
	<b>406 \$</b>	352 \$

ITC, UNS Energy et Central Hudson offrent des avantages complémentaires de retraite par la voie d'un régime de rémunération différé à l'intention des administrateurs et des dirigeants des sociétés et d'un régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants (« RRSF »), et les actifs détenus au soutien de ces régimes sont comptabilisés séparément des passifs connexes (note 16). La plupart des actifs des régimes sont détenus en fiducie et financés en grande partie par l'utilisation de polices d'assurance-vie détenues par une fiducie et de fonds communs de placement. Les actifs placés dans des fonds communs de placement et des fonds du marché monétaire sont comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente (note 30). Pour ITC, des titres disponibles à la vente totalisant 42 millions \$ US sont inclus dans les actifs du RRSF, et les gains et les pertes se rapportant à ces titres sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.

En août 2015, la Société a accepté les conditions de règlement avec le gouvernement du Belize quant à l'expropriation par le gouvernement du Belize de la participation d'environ 70 % de Fortis dans Belize Electricity en juin 2011. Les modalités du règlement comprennent le versement à Fortis par le gouvernement du Belize d'une somme forfaitaire de 35 millions \$ US et une participation d'environ 33 % dans Belize Electricity. Par suite du règlement, la Société a comptabilisé une perte d'environ 9 millions \$ en 2015 (note 23).

Les autres actifs sont comptabilisés au coût et sont, selon le cas, recouverts ou amortis sur la période estimative des avantages futurs. Les autres actifs comprennent également la juste valeur des instruments dérivés (note 30).

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

## 10. IMMOBILISATIONS DE SERVICES PUBLICS

### 2016

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

### 2015

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Distribution			
Électricité	9 245 \$	(2 634)\$	6 611 \$
Gaz	3 829	(1 021)	2 808
Transport			
Électricité	3 093	(997)	2 096
Gaz	1 735	(531)	1 204
Production	6 465	(2 241)	4 224
Autres	2 429	(849)	1 580
Actifs en construction	886	-	886
Terrains	186	-	186
	<b>27 868 \$</b>	<b>(8 273)\$</b>	<b>19 595 \$</b>

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

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

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

Les actifs divers comprennent les bâtiments, le matériel, les véhicules, les stocks, les biens liés aux technologies de l'information et l'installation de stockage de gaz Aitken Creek (note 27).

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Au 31 décembre 2016, les actifs en construction étaient principalement liés à l'expansion des installations de gaz naturel liquéfié à Tilbury de FortisBC Energy, à des projets de modernisation ou de remplacement en cours des actifs de transport existants pour ITC en vue d'améliorer la fiabilité des réseaux de transport et à des infrastructures de transport destinées à permettre l'interconnexion des centrales, ainsi qu'à des investissements bénéfiques pour la région, comme les projets à retombées multiples.

Le coût des immobilisations de services publics faisant l'objet de contrats de location-acquisition au 31 décembre 2016 s'établissait à 539 millions \$ (496 millions \$ au 31 décembre 2015), et l'amortissement cumulé connexe était de 231 millions \$ (221 millions \$ au 31 décembre 2015).

### 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 de services publics et sont proportionnellement responsables de leur quote-part des charges d'exploitation et des passifs. Au 31 décembre 2016, les participations dans les centrales détenues conjointement se composaient principalement de ce qui suit :

#### 2016

<i>(en millions)</i>	Participation (%)	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Unités 1 et 2 de San Juan	50,0	670 \$	(352)\$	318 \$
Unités 1, 2 et 3 de Navajo	7,5	206	(153)	53
Unités 4 et 5 de Four Corners	7,0	185	(103)	82
Installation Luna Energy	33,3	73	(3)	70
Installations communes de Gila River	25,0	44	(15)	29
Installations de manutention de charbon de Springerville <sup>1</sup>	83,0	270	(108)	162
Réseaux de transport	1,0–80,0	750	(236)	514
		<b>2 198 \$</b>	<b>(970)\$</b>	<b>1 228 \$</b>

<sup>1</sup> En 2016, UNS Energy a reclassé une participation indivise supplémentaire de 17,05 % dans les installations de manutention de charbon de Springerville, qui était classée à titre d'actifs détenus en vue de la vente (note 6).

## 11. ACTIFS INCORPORELS

#### 2016

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

#### 2015

<i>(en millions)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Logiciels	685 \$	(436)\$	249 \$
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	328	(76)	252
Autres	17	(13)	4
Actifs en construction	36	–	36
	<b>1 066 \$</b>	<b>(525)\$</b>	<b>541 \$</b>

Le coût des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau au 31 décembre 2016 comprenait un montant de 138 millions \$ (106 millions \$ au 31 décembre 2015) non amortissable.

La dotation aux amortissements liée aux actifs incorporels a été de 79 millions \$ pour 2016 (64 millions \$ pour 2015). L'amortissement devrait s'établir en moyenne à environ 96 millions \$ pour chacun des cinq prochains exercices.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

### 12. ÉCART D'ACQUISITION

<i>(en millions)</i>	2016	2015
Solde au début de l'exercice	4 173 \$	3 732 \$
Acquisition d'ITC <i>(note 27)</i>	8 106	–
Acquisition d'Aitken Creek <i>(note 27)</i>	27	–
Incidence de la conversion des devises	58	441
Solde à la fin de l'exercice	12 364 \$	4 173 \$

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

### 13. CRÉDITEURS ET AUTRES PASSIFS À COURT TERME

<i>(en millions)</i>	2016	2015
Comptes clients	554 \$	414 \$
Dépôts de clients et autres dépôts	287	160
Intérêts à payer	218	127
Rémunération et avantages sociaux à payer	178	137
Coûts du gaz et du combustible à payer	175	153
Impôts à payer autres que les impôts sur les bénéfices	168	108
Dividendes à verser	166	113
Juste valeur des instruments dérivés <i>(note 30)</i>	28	69
Passifs des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR <i>(note 26)</i>	26	13
Remise en état des sites d'usines de gaz <i>(notes 8 v) et 16)</i>	21	32
Autres	149	93
	1 970 \$	1 419 \$

Les dépôts de clients et autres dépôts comprennent un montant de 64 millions \$ pour FortisBC Energy se rapportant au projet de prolongement de pipeline pour raccordement aux installations d'exportation de Woodfibre LNG et un montant de 17 millions \$ US relatifs aux avances remboursables se rapportant aux améliorations du réseau de transport pour ITC.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

## 14. DETTE À LONG TERME

(en millions)	Date d'échéance	2016	2015
<b>Entreprises de services publics réglementés</b>			
<i>ITC</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,81 %	2017 – 2055	<b>1 994 \$</b>	– \$
Billets de premier rang garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,19 %	2040 – 2046	<b>638</b>	–
Billets de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,80 %	2017 – 2043	<b>3 160</b>	–
Billet d'actionnaire non garanti en dollars américains – taux fixe de 6,00 % (note 27)	2028	<b>267</b>	–
<i>UNS Energy</i>			
Obligations non garanties exonérées d'impôts en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 3,87 % (3,83 % en 2015)	2020 – 2040	<b>827</b>	852
Billets non garantis à taux fixe en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,26 % (4,26 % en 2015)	2021 – 2045	<b>1 511</b>	1 557
<i>Central Hudson</i>			
Billets non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,25 % (4,30 % en 2015)	2017 – 2046	<b>768</b>	728
<i>FortisBC Energy</i>			
Hypothèques en garantie du prix d'achat garanties – taux fixe moyen pondéré de 10,30 % (10,30 % en 2015)	s. o.	–	200
Débiteures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,24 % (5,73 % en 2015)	2026 – 2047	<b>2 220</b>	1 770
Prêt gouvernemental	s. o.	–	5
<i>FortisAlberta</i>			
Débiteures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,82 % (4,95 % en 2015)	2024 – 2052	<b>1 834</b>	1 684
<i>FortisBC Electric</i>			
Débiteures garanties – taux fixe de 8,80 % (8,80 % en 2015)	2023	<b>25</b>	25
Débiteures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,22 % (5,36 % en 2015)	2021 – 2050	<b>635</b>	660
<i>Est du Canada</i>			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement – taux fixe moyen pondéré de 6,48 % (6,72 % en 2015)	2020 – 2045	<b>516</b>	553
Obligations hypothécaires de premier rang garanties – taux fixe moyen pondéré de 6,19 % (7,18 % en 2015)	2018 – 2061	<b>195</b>	167
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 6,11 % (6,11 % en 2015)	2018 – 2041	<b>104</b>	104
<i>Caribbean Electric</i>			
Billets et obligations de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,92 % (4,89 % en 2015)	2018 – 2046	<b>499</b>	467
<b>Siège social</b>			
Billets et billets à ordre de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,43 % (4,43 % en 2015)	2019 – 2044	<b>4 353</b>	1 720
Débiteures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 6,50 % (6,49 % en 2015)	2039	<b>200</b>	201
Billets de premier rang non garantis – taux fixe de 2,85 %	2023	<b>500</b>	–
Emprunts sur les facilités de crédit classés à long terme (note 32)		<b>973</b>	551
Total de la dette à long terme (note 30)		<b>21 219</b>	11 244
Moins : frais financiers reportés et escomptes sur la dette		<b>(151)</b>	(76)
Moins : tranche à court terme de la dette à long terme		<b>(251)</b>	(384)
		<b>20 817 \$</b>	10 784 \$

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

## 14. DETTE À LONG TERME (suite)

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

### Clauses restrictives

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

Au 31 décembre 2016, la Société et ses filiales respectaient les clauses restrictives de leur dette.

### Entreprises de services publics réglementés

La majorité des instruments de créance à long terme des entreprises de services publics réglementés de la Société sont rachetables au gré des entreprises de services publics respectives en tout temps à la valeur nominale ou à un prix précis, selon la plus élevée des valeurs, comme il est défini dans les conventions de dette à long terme respectives, plus les intérêts courus et impayés sur le capital.

En avril 2016, FortisBC Energy a émis en deux tranches des débetures non garanties pour un capital de 300 millions \$, dont une tranche de débetures non garanties de 150 millions \$ à 10 ans et une tranche de débetures non garanties de 150 millions \$ à 30 ans à un taux d'intérêt respectif de 2,58 % et 3,67 %. En décembre 2016, FortisBC Energy a émis des débetures non garanties à 3,78 %, 30 ans, pour un capital de 150 millions \$. Le produit net de l'émission a servi au remboursement des emprunts à court terme et au financement des dépenses en immobilisations.

En mai et septembre 2016, Fortis Turks and Caicos a émis des billets non garantis, 15 ans, pour un capital de 45 millions \$ US, en deux tranches de 22,5 millions \$ US à un taux d'intérêt respectif de 5,14 % et 5,29 %. En juillet 2016, Fortis Turks and Caicos a émis des obligations non garanties à 5,14 %, 15 ans, d'un capital de 5 millions \$ US. Le produit net a servi au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société.

En juin 2016, Central Hudson a émis des billets non garantis à 2,16 %, 4 ans, pour un capital de 24 millions \$ US. Le produit net a servi au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société. En octobre 2016, Central Hudson a émis en deux tranches des billets non garantis d'un capital de 30 millions \$ US, dont une tranche de billets non garantis de 10 millions \$ US à 10 ans et une tranche de débetures non garanties de 20 millions \$ US à 30 ans à un taux d'intérêt respectif de 2,56 % et 3,63 %. Le produit net a servi au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société.

En août 2016, Maritime Electric a émis des obligations hypothécaires de premier rang garanties à 3,657 %, 40 ans, pour un capital de 40 millions \$. Le produit net a surtout servi au remboursement de la dette à long terme et des emprunts à court terme.

En septembre 2016, FortisAlberta a émis des débetures non garanties à 3,34 %, 30 ans, pour un capital de 150 millions \$. Le produit net a servi au remboursement des emprunts sur la facilité de crédit, au financement des dépenses en immobilisations et aux fins générales de la société.

En octobre 2016, un billet d'actionnaire à 6,00 %, 12 ans, pour un capital de 199 millions \$ US a été émis à une société affiliée de GIC au titre de sa participation minoritaire dans ITC. Le produit a servi au financement d'une tranche du prix d'achat au comptant de l'acquisition d'ITC (note 27).

### Siège social

Les débetures non garanties et les billets de premier rang non garantis sont rachetables au gré de Fortis à un prix calculé comme la valeur la plus élevée entre la valeur nominale et un prix précis, comme défini dans les conventions de dette à long terme respectives, plus les intérêts courus et impayés sur le capital.

En octobre 2016, la Société a émis des billets non garantis à 2,100 %, 5 ans, pour un capital de 500 millions \$ US et des billets non garantis à 3,055 %, 10 ans, pour un capital de 1,5 milliard \$ US. Le produit net a servi au financement d'une tranche du prix d'achat au comptant de l'acquisition d'ITC (note 27). En décembre 2016, la Société a émis des billets non garantis à 2,85 %, 7 ans, pour un capital de 500 millions \$. Le produit net a servi à rembourser des emprunts sur la facilité de crédit se rapportant principalement au financement de l'acquisition d'Aitken Creek en avril 2016 et au rachat des actions privilégiées de premier rang, série E, en septembre 2016, ainsi qu'aux fins générales de la Société.

### Remboursement de la dette à long terme

Le calendrier de remboursement du capital des emprunts et obligations de la Société s'établit comme suit pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite, de manière consolidée :

Exercice	Filiales (en millions)	Siège social (en millions)	Total (en millions)
2017	249 \$	2 \$	251 \$
2018	929	2	931
2019	556	123	679
2020	544	181	725
2021	460	1 296	1 756
Par la suite	12 963	3 914	16 877
	15 701 \$	5 518 \$	21 219 \$

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

#### Obligations liées aux contrats de location-acquisition

##### UNS Energy

TEP est partie à trois contrats de location des installations communes de Springerville; un des contrats a un prix d'achat fixe de 38 millions \$ US et une durée initiale se terminant en décembre 2017 et les deux autres contrats ont un prix d'achat fixe de 68 millions \$ US et une durée initiale se terminant en janvier 2021. En décembre 2016, TEP a avisé le propriétaire participant et son locateur de sa décision d'acheter une participation indivise de 17,8 % dans les installations communes de Springerville à un prix d'achat fixe de 38 millions \$ US à l'échéance du contrat de location en décembre 2017. Aux termes des deux autres contrats de location, TEP a le choix de renouveler les contrats pour des périodes de deux ans ou plus ou d'exercer les options d'achat en vertu de ces contrats. De plus, TEP a conclu des ententes avec des tiers faisant en sorte que si les contrats de location des installations communes de Springerville ne sont pas renouvelés, TEP exercera les options d'achat en vertu de ces contrats. Les tiers seront obligés soit d'acquérir une quote-part de ces installations, soit de continuer à effectuer des paiements à TEP pour poursuivre l'utilisation des installations.

TEP a conclu un swap de taux d'intérêt qui couvre une partie du risque de taux d'intérêt variable associé à l'obligation liée aux contrats de location des installations communes de Springerville. Au 31 décembre 2016, l'intérêt sur l'obligation liée aux contrats de location est payable au LIBOR six mois majoré de 1,88 % (1,88 % au 31 décembre 2015). Le swap a pour effet de fixer le taux d'intérêt sur une partie du solde du capital amortissable de 23 millions \$ US (29 millions \$ US au 31 décembre 2015). Le swap de taux d'intérêt vient à échéance en 2020 et est comptabilisé comme une couverture de flux de trésorerie (note 30).

L'obligation au titre du contrat de location-acquisition des installations communes de Springerville porte intérêt au taux de 5,08 %. Pour 2016, 4 millions \$ (5 millions \$ pour 2015) d'intérêts débiteurs et 7 millions \$ (8 millions \$ pour 2015) de dotation aux amortissements ont été comptabilisés relativement aux obligations liées aux contrats de location-acquisition de Springerville et, pour 2015, 3 millions \$ de dotation aux amortissements ont été comptabilisés dans les coûts de l'approvisionnement énergétique.

##### FortisBC Electric

FortisBC Electric a une obligation liée à un contrat de location-acquisition relativement à l'exploitation de la centrale hydroélectrique Brilliant (la « centrale Brilliant »), située en Colombie-Britannique. FortisBC Electric voit à l'exploitation et à la maintenance de la centrale Brilliant en vertu du contrat BPPA qui vient à échéance en 2056, en échange de frais de gestion. En contrepartie de l'achat ferme de quantités précises d'électricité, le contrat BPPA exige des versements semestriels fondés sur un rendement du capital comprenant les charges en capital initiales de la centrale et les charges en capital d'amélioration périodiques, toutes ces charges étant assujetties à des indexations annuelles fixes, ainsi que les charges en capital de maintien et les charges d'exploitation. Le BPPA prévoit un ajustement au prix du marché en 2026. Environ 94 % de la production de la centrale Brilliant est achetée par FortisBC Electric en vertu du contrat BPPA. L'obligation au titre du contrat de location-acquisition BPPA porte intérêt à un taux mixte de 5,00 %. Pour 2016, un montant de 27 millions \$ (26 millions \$ pour 2015) a été inclus dans les coûts de l'approvisionnement énergétique et comptabilisé conformément au contrat BPPA, comme l'a approuvé la BCUC.

FortisBC Electric a également une obligation liée à un contrat de location-acquisition relativement à l'exploitation du poste de transformation Brilliant (« PTB ») en vertu d'une entente qui expirera en 2056. L'entente prévoit que FortisBC Electric paiera une charge liée au recouvrement du coût en capital du PTB et des charges d'exploitation connexes. L'obligation porte intérêt à un taux mixte de 9,00 %. Pour 2016, un montant de 3 millions \$ (3 millions \$ pour 2015) 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, FEI a conclu des ententes selon lesquelles certains actifs de distribution de gaz naturel ont été loués à certaines municipalités qui les sous-louent à FEI. Les actifs de distribution de gaz naturel sont considérés comme du matériel faisant partie intégrante des actifs immobiliers et, par conséquent, les opérations ont été comptabilisées à titre d'opérations de financement. Le produit tiré de ces opérations a été constaté à titre d'obligations financières dans le bilan consolidé. Les paiements de loyer, déduction faite de la partie représentant les intérêts débiteurs, réduisent les obligations financières.

Les obligations en vertu des opérations de type Lease-in Lease-out décrites ci-dessus portent intérêt à des taux implicites variant entre 6,78 % et 8,40 % et sont remboursées sur une période de 35 ans. Chacune de ces ententes de type Lease-in Lease-out permet à FEI, à son gré, de mettre fin au contrat de location avant terme, après 17 ans. Si la société exerce cette option, FEI versera à la municipalité un paiement de résiliation anticipé qui est égal à la valeur comptable de l'obligation à ce moment-là.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

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

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

La valeur actualisée des paiements de location minimums requis pour les obligations liées aux contrats de location-acquisition et les obligations financières au cours des cinq prochains exercices et par la suite se présente comme suit :

Exercice	Obligations liées aux contrats de location-acquisition <i>(en millions)</i>	Obligations financières <i>(en millions)</i>	Total <i>(en millions)</i>
2017	116 \$	5 \$	121 \$
2018	60	32	92
2019	61	15	76
2020	70	3	73
2021	46	35	81
Par la suite	1 976	3	1 979
	2 329 \$	93 \$	2 422 \$
Moins : Montants représentant les intérêts implicites et les frais accessoires sur les obligations liées aux contrats de location-acquisition et les obligations financières			(1 886)
Total des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières			536
Moins : tranche à court terme			(76)
			460 \$

### 16. AUTRES PASSIFS

<i>(en millions)</i>	2016	2015
Passifs des régimes d'ACR <i>(note 26)</i>	411 \$	385 \$
Passifs des régimes de retraite à prestations déterminées <i>(note 26)</i>	410	368
Remise en état des sites d'usines de gaz <i>(notes 8 v) et 13)</i>	77	96
Dépôts de clients et autres dépôts	69	38
Billet de la société Waneta <i>(notes 30, 31 et 33)</i>	59	56
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	58	49
Coûts liés à la remise en état de mines et à un régime de soins de santé de retraités	40	39
Passifs du régime de rémunération différé <i>(note 9)</i>	27	25
Passifs liés aux UAD, aux UAR et aux DVATI <i>(note 22)</i>	24	20
Juste valeur des instruments dérivés <i>(note 30)</i>	10	13
Autres	94	63
	1 279 \$	1 152 \$

Le Department of Environmental Conservation de l'État de New York a avisé Central Hudson que certains sites d'usines de gaz dont la société et ses prédécesseurs ont à un moment donné été propriétaires ou exploitants, ou les deux, font l'objet d'une enquête et que la société devra remettre ces sites en état, le cas échéant. Central Hudson provisionne les coûts de remise en état d'après des montants qui peuvent être raisonnablement estimés. Au 31 décembre 2016, une obligation de 73 millions \$ US a été comptabilisée, dont une tranche à court terme de 16 millions \$ US a été incluse dans les créanciers et autres passifs à court terme. Il est estimé que le total des coûts de remise en état sur 30 ans de ces sites n'excédera pas 169 millions \$ US. Central Hudson a avisé ses assureurs et prévoit leur demander le remboursement des coûts de remise en état en vertu des polices couvrant pareils coûts. De plus, comme le permet la PSC de l'État de New York, Central Hudson peut actuellement reporter, pour recouvrement futur auprès des clients, les écarts entre les coûts réels de l'enquête et de la remise en état des sites d'usines de gaz et les limites tarifaires prévues.

Le billet de la société Waneta ne porte pas intérêt et a une valeur nominale de 72 millions \$. Au 31 décembre 2016, sa valeur actualisée nette était de 59 millions \$ (56 millions \$ au 31 décembre 2015). Le billet est payable le 1<sup>er</sup> avril 2020, au cinquième anniversaire de la date de mise en activité commerciale de l'Expansion Waneta.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

TEP paye continuellement des coûts de remise en état finale relatifs aux trois mines de charbon qui approvisionnent les centrales dans lesquelles la société détient une participation, mais qu'elle n'exploite pas. La quote-part de TEP des coûts de remise en état devrait s'élever à 61 millions \$ US (43 millions \$ US au 31 décembre 2015) à l'échéance des contrats d'approvisionnement en charbon, entre 2019 et 2031. Le passif au titre de la remise en état de mines comptabilisé s'élevait à 25 millions \$ US au 31 décembre 2016 (25 millions \$ US au 31 décembre 2015), ce qui représente la valeur actualisée de l'obligation future estimative. TEP est autorisée à recouvrer ces coûts auprès de ses clients et, par conséquent, ces coûts sont reportés et inclus dans les autres actifs réglementaires.

Les dépôts de clients et autres dépôts comprennent des dépôts remboursables reçus des centrales pour des améliorations du réseau de transport d'un montant de 27 millions \$ US pour ITC. Ces dépôts seront remboursés dans le cadre de conventions d'interconnexion de centrales à une date ultérieure.

Les autres passifs comprennent principalement les charges à payer à long terme, les produits de location reportés, les fonds reçus en prévision de dépenses et les économies d'impôts non comptabilisées.

### 17. ACTIONS ORDINAIRES

Les actions ordinaires émises au cours de l'exercice sont comme suit :

	2016		2015	
	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)
Solde au début de l'exercice	281 562	5 867 \$	275 997	5 667 \$
Appel public à l'épargne	114 364	4 684	–	–
Régime de réinvestissement des dividendes	4 100	163	4 272	157
Régime d'achat d'actions de consommateurs	31	1	28	1
Régime d'achat d'actions à l'intention du personnel	377	15	356	13
Régimes d'options sur actions	1 042	32	885	28
Conversion de débentures convertibles	10	–	24	1
Solde à la fin de l'exercice	401 486	10 762 \$	281 562	5 867 \$

#### Appel public à l'épargne

Pour financer une partie de l'acquisition d'ITC, en octobre 2016, Fortis a émis environ 114,4 millions d'actions ordinaires aux actionnaires d'ITC, ce qui représente une contrepartie en actions d'environ 4,7 milliards \$ (3,5 milliards \$ US), montant fondé sur le cours de clôture de 40,96 \$ de l'action ordinaire de Fortis et le taux de change de clôture de 1,00 \$ US pour 1,32 \$ CA en date du 13 octobre 2016 (note 27).

### 18. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

La Société calcule le résultat par action ordinaire (« RPA ») en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. En 2016, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a été de 308,9 millions et en 2015, de 278,6 millions.

Le RPA dilué est calculé selon la méthode du rachat d'actions pour les options et selon la méthode de la conversion hypothétique pour les titres convertibles.

	2016			2015		
	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	RPA	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions \$)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	RPA
<b>RPA de base</b>	585 \$	308,9	1,89 \$	728 \$	278,6	2,61 \$
Incidence des titres potentiellement dilutifs :						
Options sur actions	–	0,7		–	0,7	
Actions privilégiées	7	3,8		10	5,4	
<b>RPA dilué</b>	592 \$	313,4	1,89 \$	738 \$	284,7	2,59 \$

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

## 19. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Autorisé

- a) un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, sans valeur nominale
- b) un nombre illimité d'actions privilégiées de second rang, sans valeur nominale

Émises et en circulation	2016		2015	
	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions)
<b>Actions privilégiées de premier rang</b>				
Série E	–	– \$	7 994	197 \$
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>	74 194	1 820 \$

En septembre 2016, la Société a racheté la totalité des actions privilégiées de premier rang de série E à 4,9 % émises et en circulation d'un capital de 200 millions \$, à un prix d'achat de 25,3063 \$ par action, soit l'équivalent de 25,00 \$ plus les dividendes courus et non versés par action. Au moment du rachat, des frais d'émission après impôts d'environ 3 millions \$, associés aux actions privilégiées de premier rang de série E, ont été comptabilisés dans le bénéfice net attribuable aux actionnaires privilégiés.

En juin 2015, 2 975 154 des 10 000 000 d'actions privilégiées de premier rang, série H ont été converties, à raison d'une contre une, en actions privilégiées de premier rang, série I.

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

Actions privilégiées de premier rang <sup>1,2</sup>	Rendement initial (%)	Dividende annuel (\$)	Rendement de l'action rétabli (%)	Date d'option de rachat ou de conversion (date la plus proche)	Valeur de rachat (\$)	Droit de convertir à raison d'une pour une
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	26,00	–
Taux fixe rétabli <sup>4,5</sup>						
Série G	5,25	0,9708	2,13	1 <sup>er</sup> septembre 2013	25,00	–
Série H <sup>6</sup>	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 rétabli <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 espèces cumulatifs fixes ou variables au moment et de la manière indiqués par le conseil d'administration de la Société, payables en versements trimestriels égaux le premier jour de chaque trimestre.

<sup>2</sup> À compter de dates de rachat précisées, la Société peut choisir de racheter, au comptant, les actions privilégiées de premier rang en circulation, en totalité ou en partie, à la valeur de rachat par action précisée, majorée de tous les dividendes courus et impayés jusqu'aux dates de rachat fixées exclusivement, et les actions privilégiées rachetables de premier rang à dividende cumulatif à taux fixe rétabli sur cinq ans à chaque cinquième anniversaire de ces dates par la suite.

<sup>3</sup> Les actions privilégiées de premier rang de série J peuvent être rachetées en contrepartie d'une somme de 26,00 \$ par action jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2018, prix duquel sera retranché 0,25 \$ chaque année jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2021 après quoi il sera fixé à 25,00 \$ par action. Les actions privilégiées de premier rang, série I peuvent être rachetées en contrepartie d'une somme de 25,50 \$ par action jusqu'au 1<sup>er</sup> juin 2020, exclusivement, et d'une somme de 25,00 \$ par action le 1<sup>er</sup> juin 2020 et tous les cinq ans 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 rétabli du dividende par action annuel sera calculé en multipliant les 25,00 \$ l'action par le taux du dividende fixe annuel, soit la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans à la date de rétablissement applicable, majoré du taux de rendement de l'action rétabli applicable.

<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 fixe du dividende annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série H a été rétabli, passant de 1,0625 \$ à 0,6250 \$, pour la période de cinq ans du 1<sup>er</sup> juin 2015, inclusivement, au 1<sup>er</sup> juin 2020, exclusivement.

<sup>7</sup> Le taux de dividende trimestriel variable sera rétabli tous les trimestres selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois alors en vigueur, majoré du taux de rendement de l'action rétabli applicable.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

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

### 20. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les autres éléments du résultat étendu découlent des éléments non comptabilisés dans l'état des résultats consolidé. La variation du cumul des autres éléments du résultat étendu par catégorie s'établit comme suit.

<i>(en millions)</i>	2016		
	Solde d'ouverture 1 <sup>er</sup> janvier	Variation nette	Solde de clôture 31 décembre
<b>Gains nets de change latents (pertes nettes de change latentes) :</b>			
Gains de change latents (pertes de change latentes) sur les investissements nets dans des établissements à l'étranger	1 281 \$	(54)\$	1 227 \$
(Pertes) gains sur couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	(476)	4	(472)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	1	-	1
	<b>806</b>	<b>(50)</b>	<b>756</b>
<b>Placement disponible à la vente : (notes 9, 28 et 30)</b>			
Gain réalisé à la vente du placement disponible à la vente	(2)	2	-
<b>Couvertures de flux de trésorerie : (note 30)</b>			
Variation nette de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	3	5	8
Charge d'impôts sur les bénéfices	(1)	(2)	(3)
	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>5</b>
<b>(Pertes latentes) gains latents au titre des avantages sociaux futurs : (note 26)</b>			
(Pertes actuarielles nettes non amorties) gains actuariels nets non amortis	(20)	1	(19)
Coûts liés aux services passés non amortis	(1)	(2)	(3)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	6	-	6
	<b>(15)</b>	<b>(1)</b>	<b>(16)</b>
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>	<b>791 \$</b>	<b>(46)\$</b>	<b>745 \$</b>

<i>(en millions)</i>	2015		
	Solde d'ouverture 1 <sup>er</sup> janvier	Variation nette	Solde de clôture 31 décembre
<b>Gains nets de change latents (pertes nettes de change latentes) :</b>			
Gains de change latents sur les investissements nets dans des établissements à l'étranger	273 \$	1 008 \$	1 281 \$
Pertes sur couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	(131)	(345)	(476)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	2	(1)	1
	144	662	806
<b>Placement disponible à la vente : (notes 9, 28 et 30)</b>			
Pertes latentes sur le placement disponible à la vente	-	(2)	(2)
<b>Couvertures de flux de trésorerie : (note 30)</b>			
Variation nette de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	1	2	3
Charge d'impôts sur les bénéfices	-	(1)	(1)
	1	1	2
<b>(Pertes latentes) gains latents au titre des avantages sociaux futurs : (note 26)</b>			
Pertes actuarielles nettes non amorties	(20)	-	(20)
Coûts liés aux services passés non amortis	(2)	1	(1)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	6	-	6
	(16)	1	(15)
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>	<b>129 \$</b>	<b>662 \$</b>	<b>791 \$</b>

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

## 21. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

(en millions)	2016	2015
ITC (note 27)	1 385 \$	– \$
Société Waneta	330	335
Caribbean Utilities	122	122
Autres	16	16
	<b>1 853 \$</b>	473 \$

## 22. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

### Options sur actions

La Société est autorisée à attribuer à certains cadres et employés clés de Fortis et de ses filiales des options sur actions ordinaires de la Société. Au 31 décembre 2016, la Société offrait les régimes d'options sur actions suivants : le régime de 2012 et le régime de 2006. Le régime de 2012 a été approuvé le 4 mai 2012 à l'assemblée générale annuelle, et il remplacera plus tard le régime de 2006. Le régime de 2006 cessera d'exister lorsque toutes les options en cours auront été exercées ou seront arrivées à échéance au plus tard en 2018. L'ancien régime de 2002 est venu à échéance en février 2016. La Société a cessé d'attribuer des options en vertu du régime de 2006 et toutes les nouvelles options attribuées après 2011 proviennent du régime de 2012.

Les options attribuées en vertu du régime de 2006 peuvent être exercées sur une période n'excédant pas sept ans à partir de la date d'attribution. Elles viennent à échéance au plus tard trois ans après la cessation d'emploi, le décès ou le départ à la retraite du titulaire d'options, et les droits sont acquis en tranches égales à chaque anniversaire de la date d'attribution, sur une période de quatre ans.

Les options attribuées en vertu du régime de 2012 peuvent être exercées sur une période n'excédant pas dix ans à partir de la date d'attribution. Elles viennent à échéance 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 2016 et 2015. La juste valeur des options attribuées a été estimée à la date d'attribution selon le modèle de Black et Scholes et d'après les hypothèses suivantes :

	2016	2015
Options attribuées (en nombre)	788 188	667 244
Prix d'exercice (en dollars) <sup>1</sup>	37,30	39,25
Juste valeur à la date d'attribution (en dollars)	2,41	2,46
Hypothèses :		
Rendement de l'action (%) <sup>2</sup>	3,9	3,6
Volatilité prévue (%) <sup>3</sup>	16,4	14,6
Taux d'intérêt sans risque (%) <sup>4</sup>	0,7	0,9
Durée de vie moyenne pondérée prévue (en années) <sup>5</sup>	5,5	5,5

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

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

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

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

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

La Société comptabilise une charge de rémunération à l'émission des options sur actions attribuées en vertu du régime de 2002, du régime de 2006 et du régime de 2012. Selon la méthode de la juste valeur, chaque attribution est traitée séparément, et sa juste valeur est amortie par imputation à la charge de rémunération sur la période d'acquisition des droits rattachés aux options attribuées, qui est de quatre ans.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les options sur actions pour 2016.

	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 cours au 1 <sup>er</sup> janvier 2016	4 416 454	32,12 \$	1 936 532	3,30 \$
Attribuées	788 188	37,30 \$	788 188	2,41 \$
Exercées	(1 041 450)	26,74 \$	s. o.	s. o.
Acquises	s. o.	s. o.	(906 702)	3,57 \$
Annulées/éteintes	(3 000)	31,68 \$	(3 000)	3,66 \$
Options en cours au 31 décembre 2016	4 160 192	34,45 \$	1 815 018	2,78 \$
Options acquises au 31 décembre 2016 <sup>2</sup>	2 345 174	33,14 \$		

<sup>1</sup> Au 31 décembre 2016, 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 2016, 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 20 millions \$.

Le tableau ci-dessous présente d'autres renseignements sur les options sur actions pour 2016 et 2015.

(en millions)	2016	2015
Charge liée aux options sur actions comptabilisée	2 \$	3 \$
Options sur actions exercées :		
Trésorerie encaissée au titre du prix d'exercice	28	24
Valeur intrinsèque réalisée par les employés	15	10
Juste valeur des options dont les droits ont été acquis	3	3

### Régime d'UAD des administrateurs

En vertu du régime d'UAD des administrateurs, les administrateurs qui ne sont pas des dirigeants de la Société sont admissibles à l'attribution d'UAD représentant la composante en actions de la rémunération annuelle des administrateurs. En outre, les administrateurs peuvent choisir de recevoir leurs honoraires trimestriels sous forme de crédit porté à un compte fictif d'UAD au lieu d'un paiement au comptant. La Société peut aussi juger, de temps à autre, que des circonstances spéciales justifient raisonnablement l'attribution d'UAD à un administrateur à titre de rémunération en plus des honoraires annuels ou réguliers auxquels l'administrateur a droit.

Chaque UAD correspond à une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur d'une action ordinaire de la Société et donne droit au cumul de dividendes sur actions ordinaires fictifs équivalant à ceux déclarés par le conseil d'administration de la Société. Les droits des UAD sont pleinement acquis à la date d'attribution.

Nombre d'UAD	2016	2015
UAD en cours au début de l'exercice	167 762	176 124
Attribuées	30 165	28 737
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	6 994	7 037
UAD réglées	(5 510)	(44 136)
UAD en cours à la fin de l'exercice	199 411	167 762

Pour 2016, une charge de 2 millions \$ (1 million \$ en 2015) a été comptabilisée en résultat relativement au régime d'UAD.

En 2016, 5 510 UAD ont été payées à un administrateur décédé à un prix de 40,05 \$ par UAD, soit un montant total de moins de 1 million \$.

Au 31 décembre 2016, le passif lié aux UAD en cours était comptabilisé au cours moyen pondéré en fonction des volumes des cinq derniers jours de Bourse de 2016 de l'action ordinaire de la Société, qui était de 41,46 \$, soit un total de 8 millions \$ (6 millions \$ au 31 décembre 2015), et il est compris dans les autres passifs à long terme (note 16).

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

## 22. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS (suite)

### Régimes d'UAR

Les régimes d'UAR de la Société sont une composante de la rémunération à long terme attribuée aux membres de la haute direction de la Société et de ses filiales. Au 31 décembre 2016, la Société offrait le régime d'UAR de 2013 et le régime d'UAR de 2015. En outre, certaines filiales de la Société ont adopté des régimes d'unités d'actions similaires conçus sur le modèle des régimes de la Société. Chaque UAR correspond à une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur d'une action ordinaire de la Société et donne droit au cumul de dividendes sur actions ordinaires fictifs équivalant à ceux déclarés par le conseil d'administration de la Société.

Les UAR sont assujetties à une période d'acquisition des droits et de rendement de trois ans, à l'expiration de laquelle un paiement en espèces peut alors être versé, comme établi par le comité des ressources humaines du conseil d'administration. La valeur des attributions est établie en multipliant le nombre d'unités en circulation à la fin de la période de rendement par le cours moyen pondéré en fonction des volumes de l'action ordinaire de la Société pour les cinq jours de Bourse précédant l'échéance des droits aux UAR et par un pourcentage du versement s'établissant dans une fourchette de 0 % à 150 %.

Le pourcentage du versement pour les UAR se fonde sur le rendement de la Société sur une période de trois ans, établi principalement selon : i) le rendement total pour les actionnaires de la Société par rapport à celui d'un groupe prédéfini de sociétés comparables; et ii) le taux de croissance annuel composé cumulatif du résultat par action ordinaire de la Société ou, pour certaines filiales, le bénéfice net cumulé de la filiale comparé à la cible établie au moment de l'attribution. Au 31 décembre 2016, les pourcentages du versement pour les régimes d'UAR de 2013 et de 2016 s'établissaient dans une fourchette de 88 % à 113 %.

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les UAR pour 2016 et 2015.

Nombre d'UAR	2016	2015
UAR en cours au début de l'exercice	694 386	481 700
Attribuées	351 737	276 381
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	34 439	25 687
UAR réglées <sup>1</sup>	(148 168)	(83 637)
UAR annulées/éteintes	(443)	(5 745)
UAR en cours à la fin de l'exercice	931 951	694 386

<sup>1</sup> Comprennent 2 432 UAR payées à des membres de la haute direction à leur départ à la retraite, conformément au régime d'UAR.

En 2016, 145 736 UAR ont été payées à la haute direction de la Société et de ses filiales au prix de 37,72 \$ par UAR, soit un montant total d'environ 5 millions \$. Le paiement a eu lieu relativement aux UAR attribuées en 2013 à un pourcentage de versement de 96 % en fonction du rendement de la Société sur une période de trois ans, établies par le comité des ressources humaines du conseil d'administration.

Pour 2016, des charges d'environ 16 millions \$ (12 millions \$ en 2015) ont été comptabilisées en résultat relativement aux régimes d'UAR, et une charge de rémunération totalisant 9 millions \$ liée à des UAR dont les droits n'étaient pas encore acquis n'a pas été comptabilisée, laquelle devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'environ deux ans.

Au 31 décembre 2016, la valeur intrinsèque totale des UAR en cours s'établissait à 39 millions \$ et leur durée contractuelle moyenne pondérée était d'environ un an. Le passif lié aux UAR en cours était comptabilisé au cours moyen pondéré en fonction des volumes des cinq derniers jours de Bourse de 2016 de l'action ordinaire de la Société, qui était de 41,46 \$, soit un total de 30 millions \$ (19 millions \$ au 31 décembre 2015), et il est compris dans les créditeurs et autres passifs à court terme et les autres passifs à long terme (notes 13 et 16).

### Régimes de DVATI

Le régime de DVATI de 2015 de la Société est une composante de la rémunération à long terme attribuée aux membres de la haute direction de la Société et de ses filiales. Chaque DVATI correspond à une unité ayant une valeur sous-jacente égale à la valeur d'une action ordinaire de la Société et est assujettie à une période d'acquisition des droits de trois ans, à l'expiration de laquelle un paiement en espèces pourrait être versé. Chaque DVATI donne droit au cumul de dividendes sur actions ordinaires fictifs équivalant à ceux déclarés par le conseil d'administration de la Société.

Nombre de DVATI	2016	2015
DVATI en cours au début de l'exercice	58 740	–
Attribuées	70 393	59 462
Attribuées – dividendes fictifs réinvestis	4 709	2 150
DVATI réglés <sup>1</sup>	(10 201)	–
DVATI annulés/éteints	(29)	(2 872)
DVATI en cours à la fin de l'exercice	123 612	58 740

<sup>1</sup> Représentent les DVATI payés à des membres de la haute direction à leur départ à la retraite conformément au régime de DVATI.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour 2016, des charges d'environ 2 millions \$ (1 million \$ en 2015) ont été comptabilisées en résultat relativement aux régimes de DVATI et une charge de rémunération totalisant environ 2 millions \$ liée à des DVATI dont les droits n'étaient pas encore acquis n'a pas été comptabilisée, laquelle devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'environ deux ans.

Au 31 décembre 2016, la valeur intrinsèque totale des DVATI en cours s'établissait à 5 millions \$ et leur durée contractuelle moyenne pondérée était d'environ deux ans. Le passif lié aux DVATI en cours était comptabilisé au cours moyen pondéré en fonction des volumes des cinq derniers jours de Bourse de 2016 de l'action ordinaire de la Société, qui était de 41,46 \$, soit un total de 3 millions \$ (1 million \$ au 31 décembre 2015), et il est compris dans les autres passifs à long terme (note 16).

### 23. AUTRES PRODUITS (CHARGES), MONTANT NET

<i>(en millions)</i>	2016	2015
Composante capitaux propres de la PFUPC	37 \$	23 \$
Intérêts créditeurs	7	8
Quote-part du résultat – Belize Electricity	7	–
Gain net à la vente d'actifs d'immeubles commerciaux et d'actifs hôteliers (note 28) <sup>1</sup>	–	109
Gain à la vente d'actifs de production non réglementée (note 28) <sup>2</sup>	–	56
Gain net de change	–	13
Perte sur règlement de questions d'expropriation (note 9)	–	(9)
Autres	2	(3)
	<b>53 \$</b>	197 \$

<sup>1</sup> Compte tenu de charges de 23 millions \$ liées à la vente.

<sup>2</sup> Compte tenu des charges et de l'effet de change liés à la vente de 6 millions \$.

Le gain net de change est lié à la conversion en dollars canadiens de l'ancien autre actif à long terme de la Société libellé en dollars américains représentant la valeur comptable de la participation expropriée de la Société dans Belize Electricity, jusqu'à la date de règlement des questions d'expropriation en août 2015 (note 9). Par suite du règlement, la Société a comptabilisé une perte d'environ 9 millions \$ en 2015. Les gains et les pertes de change latents relatifs à la participation de 33 % de la Société dans Belize Electricity sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu dans le bilan.

### 24. FRAIS FINANCIERS

<i>(en millions)</i>	2016	2015
Intérêts – Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières	658 \$	572 \$
– Emprunts à court terme	10	8
Facilités de crédit liées à l'acquisition (notes 27 et 32)	39	–
Composante passif de la PFUPC	(29)	(27)
	<b>678 \$</b>	553 \$

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

## 25. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

### Impôts reportés

Les impôts reportés sont comptabilisés à l'égard des écarts temporaires. Le tableau suivant présente les composantes importantes des actifs et des passifs d'impôts reportés.

(en millions)	2016	2015
<b>Actifs d'impôts reportés, montant brut</b>		
Perte fiscale et reports en avant de crédits d'impôt	675 \$	387 \$
Passifs réglementaires	292	210
Avantages sociaux futurs	155	116
Ajustement de la juste valeur de la dette à long terme	88	–
Pertes de change latentes sur la dette à long terme	56	65
Autres	57	58
	<b>1 323</b>	836
Provision pour moins-value des actifs d'impôts reportés	(56)	(73)
<b>Actifs d'impôts reportés, montant net</b>	<b>1 267 \$</b>	763 \$
<b>Passifs d'impôts reportés, montant brut</b>		
Immobilisations de services publics	(4 213)\$	(2 575)\$
Actifs réglementaires	(242)	(201)
Actifs incorporels	(75)	(37)
	<b>(4 530)</b>	(2 813)
<b>Passif d'impôts reportés, montant net</b>	<b>(3 263)\$</b>	(2 050)\$

L'actif d'impôts reportés lié aux pertes de change latentes sur la dette à long terme reflète des pertes en capital latentes de 56 millions \$ au 31 décembre 2016 (65 millions \$ au 31 décembre 2015). L'actif d'impôts reportés ne peut servir qu'à l'égard de gains en capital compensatoires de la Société une fois réalisés. La direction est d'avis qu'il est plus probable qu'improbable que Fortis ne puisse pas générer de gains en capital dans l'avenir et, par conséquent, la Société a constaté une provision pour moins-value de 56 millions \$ en réduction de l'actif d'impôts reportés au 31 décembre 2016 (65 millions \$ au 31 décembre 2015). En se fondant sur les tendances historiques des bénéfices imposables de Fortis, la direction croit que Fortis générera suffisamment de bénéfices dans l'avenir pour réaliser tous les autres actifs d'impôts reportés.

### Économies d'impôts non comptabilisées

Le tableau ci-dessous présente la variation des économies d'impôts non comptabilisées pour 2016 et 2015.

(en millions)	2016	2015
<b>Total des économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice</b>	<b>13 \$</b>	11 \$
Ajouts liés à l'exercice considéré	10	1
Ajustements liés aux exercices précédents	–	1
<b>Total des économies d'impôts non constatées à la fin de l'exercice</b>	<b>23 \$</b>	13 \$

Certaines économies d'impôts non comptabilisées, si elles étaient comptabilisées, réduiraient la charge d'impôts de 1 million \$ en 2016. Fortis n'a pas comptabilisé de charge d'intérêts en 2016 et 2015 quant à des avantages fiscaux non comptabilisés.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les composantes de la charge d'impôts sur les bénéfices étaient les suivantes :

<i>(en millions)</i>	<b>2016</b>	2015
<b>Au Canada</b>		
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	<b>357 \$</b>	544 \$
Impôts exigibles	<b>66</b>	59
Impôts reportés	<b>54</b>	113
Moins : ajustements réglementaires	<b>(77)</b>	(100)
	<b>(23)</b>	13
Total au Canada	<b>43 \$</b>	72 \$
<b>À l'étranger</b>		
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	<b>501 \$</b>	519 \$
Impôts exigibles	<b>(19)</b>	–
Impôts reportés	<b>121</b>	151
Total à l'étranger	<b>102 \$</b>	151 \$
<b>Charge d'impôts sur les bénéfices</b>	<b>145 \$</b>	223 \$

Les impôts sur les bénéfices diffèrent du montant qui aurait été calculé en appliquant le taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi au bénéfice avant impôts sur les bénéfices. Le tableau qui suit présente un rapprochement des impôts consolidés selon les taux prévus par la loi et des impôts consolidés selon les taux effectifs.

<i>(en millions, sauf indication contraire)</i>	<b>2016</b>	2015
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	<b>858 \$</b>	1 063 \$
Taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi	<b>28,0 %</b>	27,5 %
Taux d'imposition prévu par la loi appliqué au bénéfice avant impôts sur les bénéfices	<b>240 \$</b>	292 \$
Écart entre le taux canadien prévu par la loi et les taux applicables aux filiales étrangères	<b>(28)</b>	(7)
Écart entre les taux d'imposition provinciaux canadiens prévus par la loi applicables aux filiales de différents territoires canadiens	<b>(4)</b>	(4)
Éléments capitalisés aux fins comptables, mais passés en charges aux fins fiscales	<b>(40)</b>	(39)
Écart entre le gain tiré de la vente des actifs aux fins comptables et les montants calculés aux fins fiscales	<b>–</b>	(18)
Modifications aux taux d'imposition et aux lois fiscales	<b>(6)</b>	13
Écart entre l'amortissement fiscal et les montants déduits aux fins comptables	<b>(25)</b>	(15)
Autres	<b>8</b>	1
<b>Charge d'impôts sur les bénéfices</b>	<b>145 \$</b>	223 \$
<b>Taux d'imposition effectif</b>	<b>16,9 %</b>	21,0 %

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

### 25. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES (suite)

Au 31 décembre 2016, la Société avait les comptes de reports d'impôts ci-dessous :

<i>(en millions)</i>	Échéance	<b>Montant</b>
<b>Au Canada</b>		
Pertes en capital	s. o.	<b>76 \$</b>
Pertes autres qu'en capital	2025 – 2036	<b>244</b>
Autres crédits d'impôt	2026 – 2035	<b>2</b>
		<b>322</b>
Montants non comptabilisés dans les états financiers consolidés		<b>(76)</b>
		<b>246 \$</b>
<b>À l'étranger</b>		
Pertes en capital	2020 – 2021	<b>3 \$</b>
Pertes d'exploitation nettes – fédéral et États	2031 – 2036	<b>862</b>
Autres crédits d'impôt	2032 – 2036	<b>126</b>
		<b>991</b>
Montants non comptabilisés dans les états financiers consolidés		<b>(2)</b>
		<b>989 \$</b>
<b>Total des reports d'impôts</b>		<b>1 235 \$</b>

Au 31 décembre 2016, les reports d'impôts comptabilisés dans les états financiers consolidés de la Société totalisaient environ 1 235 millions \$ (912 millions \$ au 31 décembre 2015).

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 2011 à 2016 de la Société peuvent toujours faire l'objet d'un contrôle fiscal dans les territoires canadiens, et les années d'imposition de 2012 à 2016, dans les territoires des États-Unis. Actuellement, la Société ne fait l'objet d'aucun contrôle fiscal dans ces territoires.

### 26. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La Société et ses filiales maintiennent chacune un régime ou une combinaison de régimes de retraite à prestations déterminées, de régimes d'ACR et de régimes de retraite à cotisations déterminées. Pour ce qui est des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR, l'obligation au titre des prestations et la juste valeur des actifs des régimes sont évaluées aux fins comptables en date du 31 décembre de chaque année.

Les régimes de retraite doivent faire l'objet d'évaluations actuarielles pour établir les obligations de capitalisation des régimes de retraite au moins tous les trois ans pour les filiales de Fortis au Canada et dans les Caraïbes. Les plus récentes évaluations actuarielles sont en date du 31 décembre 2013 pour FortisBC Electric, FortisBC Energy (régimes des employés syndiqués) et Caribbean Utilities; du 31 décembre 2014 pour Newfoundland Power, FortisOntario et la Société; et du 31 décembre 2015 pour FortisAlberta et FortisBC Energy (régime des employés non syndiqués).

ITC, UNS Energy et Central Hudson réalisent des évaluations actuarielles annuelles, étant donné que leurs obligations de capitalisation se fondent sur le maintien de pourcentages de capitalisation cibles annuels. ITC, UNS Energy et Central Hudson ont toutes respecté les exigences minimales de capitalisation.

La politique de placement de la Société vise à assurer que les actifs des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR, de même que les cotisations prévues, sont investis de façon prudente et économique afin de satisfaire du mieux possible aux obligations des régimes envers les membres. L'objectif de placement des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR est de maximiser le rendement afin d'optimiser la situation de capitalisation des régimes et de réduire au minimum les coûts à long terme pour la Société, comme évalués à la fois d'après les cotisations au comptant et d'après les charges au titre des régimes à prestations déterminées et des régimes d'ACR pour les besoins des états financiers consolidés.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées consolidés et des régimes d'ACR de la Société était la suivante.

<b>Actifs des régimes aux 31 décembre</b> (%)	<b>Répartition cible en 2016</b>	<b>2016</b>	2015
Titres de participation	50	50	51
Titres à revenu fixe	46	45	44
Titres immobiliers	4	4	4
Trésorerie et autres	–	1	1
	<b>100</b>	<b>100</b>	100

Les évaluations à la juste valeur des actifs des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR selon la hiérarchie des justes valeurs, comme définie à la note 30, se présentaient comme suit :

### Juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2016

(en millions)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Titres de participation	507 \$	942 \$	– \$	1 449 \$
Titres à revenu fixe	124	1 180	–	1 304
Titres immobiliers	–	13	103	116
Titres de sociétés fermées	–	–	10	10
Trésorerie et autres	6	13	–	19
	<b>637 \$</b>	<b>2 148 \$</b>	<b>113 \$</b>	<b>2 898 \$</b>

### Juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2015

(en millions)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Titres de participation	417 \$	922 \$	– \$	1 339 \$
Titres à revenu fixe	–	1 166	–	1 166
Titres immobiliers	–	14	97	111
Titres de sociétés fermées	–	–	10	10
Trésorerie et autres	3	18	–	21
	420 \$	2 120 \$	107 \$	2 647 \$

Le tableau suivant présente un rapprochement des variations de la juste valeur des actifs des régimes qui ont été évaluées à l'aide des intrants du niveau 3 pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015.

(en millions)	2016	2015
<b>Solde au début de l'exercice</b>	<b>107 \$</b>	93 \$
Rendement réel des actifs des régimes détenus à la fin de l'exercice	8	9
Incidence de la conversion des devises	(1)	5
Achats, ventes et règlements	(1)	–
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>113 \$</b>	107 \$

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

### 26. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS (suite)

Le tableau suivant présente la composition des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'ACR de la Société et des filiales ainsi que leur situation de capitalisation.

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2016	2015	2016	2015
<b>Variation de l'obligation au titre des prestations <sup>1</sup></b>				
Solde au début de l'exercice	<b>2 828 \$</b>	2 604 \$	<b>574 \$</b>	564 \$
Passifs pris en charge par suite d'une acquisition	<b>167</b>	–	<b>111</b>	–
Coûts des services	<b>66</b>	68	<b>18</b>	17
Cotisations des employés	<b>17</b>	17	<b>2</b>	1
Intérêts débiteurs	<b>112</b>	109	<b>23</b>	23
Prestations versées	<b>(119)</b>	(118)	<b>(23)</b>	(21)
Pertes actuarielles (gains actuariels)	<b>45</b>	(102)	<b>(1)</b>	(50)
Crédits liés aux services passés / modifications des régimes	<b>(10)</b>	–	–	(10)
Incidence de la conversion des devises	<b>(69)</b>	250	<b>(28)</b>	50
Solde à la fin de l'exercice <sup>2</sup>	<b>3 037 \$</b>	2 828 \$	<b>676 \$</b>	574 \$
<b>Variation de la valeur des actifs des régimes</b>				
Solde au début de l'exercice	<b>2 466 \$</b>	2 216 \$	<b>181 \$</b>	154 \$
Actifs pris en charge par suite d'une acquisition	<b>85</b>	–	<b>65</b>	–
Rendement réel des actifs des régimes	<b>187</b>	30	<b>13</b>	–
Prestations versées	<b>(119)</b>	(118)	<b>(23)</b>	(21)
Cotisations des employés	<b>17</b>	17	<b>2</b>	1
Cotisations de l'employeur	<b>47</b>	99	<b>18</b>	17
Incidence de la conversion des devises	<b>(37)</b>	222	<b>(4)</b>	30
Solde à la fin de l'exercice	<b>2 646 \$</b>	2 466 \$	<b>252 \$</b>	181 \$
<b>Situation de capitalisation</b>	<b>(391)\$</b>	(362)\$	<b>(424)\$</b>	(393)\$

<sup>1</sup> Les montants reflètent l'obligation au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite à prestations déterminées et l'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes d'ACR.

<sup>2</sup> L'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite à prestations déterminées, qui ne tient compte d'aucune hypothèse relative aux salaires futurs, s'établissait à 2 741 millions \$ au 31 décembre 2016 (2 595 millions \$ au 31 décembre 2015).

Le tableau ci-dessous présente les actifs et les passifs au titre des avantages sociaux futurs et leur classement dans le bilan consolidé.

(en millions)	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2016	2015	2016	2015
<b>Actif</b>				
Actifs des régimes de retraite à prestations déterminées :				
Autres actifs à long terme (note 9)	<b>32 \$</b>	11 \$	<b>– \$</b>	– \$
<b>Passif</b>				
Passifs des régimes de retraite à prestations déterminées :				
À court terme (note 13)	<b>13</b>	5	–	–
Autres passifs à long terme (note 16)	<b>410</b>	368	–	–
Passifs des régimes d'ACR :				
À court terme (note 13)	–	–	<b>13</b>	8
Autres passifs à long terme (note 16)	–	–	<b>411</b>	385
<b>Passif net</b>	<b>391 \$</b>	362 \$	<b>424 \$</b>	393 \$

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le coût net au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'ACR de la Société se présentait comme suit :

<i>(en millions)</i>	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2016	2015	2016	2015
<b>Composantes du coût net au titre des prestations constituées</b>				
Coûts des services	66 \$	68 \$	18 \$	17 \$
Intérêts débiteurs	112	109	23	23
Rendement prévu des actifs des régimes	(145)	(140)	(12)	(12)
Amortissement des pertes actuarielles	48	57	2	5
Amortissement des crédits liés aux services passés / modifications des régimes	1	2	(10)	(12)
Ajustements réglementaires	6	1	9	6
<b>Coût net au titre des prestations</b>	<b>88 \$</b>	<b>97 \$</b>	<b>30 \$</b>	<b>27 \$</b>

Le tableau ci-dessous présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu et des actifs et passifs réglementaires, qui auraient autrement été constatées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015, qui n'ont pas été constatées en tant que composantes du coût net au titre des prestations constituées.

<i>(en millions)</i>	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2016	2015	2016	2015
Pertes actuarielles nettes non amorties	19 \$	16 \$	– \$	4 \$
Coûts liés aux services passés non amortis	1	1	2	–
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(5)	(5)	(1)	(1)
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b> <i>(note 20)</i>	<b>15 \$</b>	<b>12 \$</b>	<b>1 \$</b>	<b>3 \$</b>
Pertes actuarielles nettes	479 \$	513 \$	53 \$	41 \$
Crédits liés aux services passés	(11)	–	(31)	(33)
Montants reportés en raison de mesures prises par les organismes de réglementation	12	23	32	39
	<b>480 \$</b>	<b>536 \$</b>	<b>54 \$</b>	<b>47 \$</b>
Actifs réglementaires <i>(note 8 ii)</i>	480 \$	536 \$	96 \$	91 \$
Passifs réglementaires <i>(note 8 ii)</i>	–	–	(42)	(44)
<b>Actifs réglementaires, montant net</b>	<b>480 \$</b>	<b>536 \$</b>	<b>54 \$</b>	<b>47 \$</b>

Le tableau ci-dessous présente les composantes comptabilisées dans le résultat étendu ou à titre d'actifs réglementaires, qui auraient autrement été comptabilisées dans le résultat étendu.

<i>(en millions)</i>	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2016	2015	2016	2015
Pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets) de l'exercice considéré	4 \$	– \$	(2)\$	(1)\$
Crédits liés aux services passés / modifications des régimes	–	–	–	(1)
Amortissement des gains actuariels	–	1	–	–
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(1)	–	–	–
<b>Total comptabilisé dans le résultat étendu</b>	<b>3 \$</b>	<b>1 \$</b>	<b>(2)\$</b>	<b>(2)\$</b>
Actifs pris en charge par suite d'une acquisition (Gains actuariels nets) pertes actuarielles nettes de l'exercice considéré	23 \$	– \$	3 \$	– \$
	(1)	8	–	(28)
Crédits liés aux services passés / modifications des régimes	(10)	–	–	(10)
Amortissement des pertes actuarielles	(47)	(56)	(4)	(5)
Amortissement des coûts liés aux services passés	(1)	(1)	13	(2)
Incidence de la conversion des devises	(9)	49	1	(6)
Ajustements réglementaires	(11)	5	(6)	7
<b>Total comptabilisé au titre des actifs réglementaires</b>	<b>(56)\$</b>	<b>5 \$</b>	<b>7 \$</b>	<b>(44)\$</b>

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

### 26. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS (suite)

Des pertes actuarielles nettes de 1 million \$ devraient être amorties en les sortant du cumul des autres éléments du résultat étendu pour les inclure dans le coût net au titre des prestations constituées en 2017 à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées.

Des pertes actuarielles nettes de 43 millions \$, des crédits liés aux services passés de 1 million \$ et des ajustements réglementaires de 2 millions \$ devraient être amortis en les sortant des actifs réglementaires pour les inclure dans le coût net au titre des prestations constituées en 2017 à l'égard des régimes de retraite à prestations déterminées. Des pertes actuarielles nettes de 1 million \$, des crédits liés aux services passés de 10 millions \$ et des ajustements réglementaires de 8 millions \$ devraient être amortis en les sortant des actifs réglementaires pour les inclure dans le coût net au titre des prestations constituées en 2017 à l'égard des régimes d'ACR.

Principales hypothèses moyennes pondérées	Régimes de retraite à prestations déterminées		Régimes d'ACR	
	2016	2015	2016	2015
(%)				
Taux d'actualisation au cours de l'exercice <sup>1</sup>	<b>4,08</b>	4,00	<b>4,14</b>	3,95
Taux d'actualisation aux 31 décembre	<b>4,00</b>	4,21	<b>4,00</b>	4,12
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes <sup>2</sup>	<b>6,25</b>	6,25	<b>6,25</b>	6,95
Taux de croissance de la rémunération	<b>3,36</b>	3,48	-	-
Croissance tendancielle du coût des soins de santé aux 31 décembre <sup>3</sup>	-	-	<b>4,70</b>	4,67

<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 2017 est de 6,62 % pour les régimes d'ACR et devrait diminuer au cours des douze prochaines années pour s'établir à 4,70 % d'ici 2028 et demeurer à ce niveau par la suite.

Pour 2016, l'incidence d'une modification de 1 % du taux tendanciel du coût des soins de santé était comme suit :

(en millions)	Augmentation de 1 % du taux	Diminution de 1 % du taux
Augmentation (diminution) de l'obligation au titre des prestations constituées	<b>89 \$</b>	<b>(71)\$</b>
Augmentation (diminution) du coût des services rendus et des intérêts	<b>19</b>	<b>(13)</b>

Le tableau ci-après présente le montant des prestations qui devraient être versées au cours des dix prochaines années.

Exercice	Paiements au titre des régimes de retraite à prestations déterminées	Paiements au titre des régimes d'ACR
	(en millions)	(en millions)
2017	133 \$	24 \$
2018	135	25
2019	140	27
2020	146	28
2021	152	30
2022 – 2026	848	173

Au cours de 2017, la Société prévoit verser des cotisations de 63 millions \$ aux régimes de retraite à prestations déterminées et de 31 millions \$ aux régimes d'ACR.

En 2016, la Société a passé en charges 31 millions \$ (28 millions \$ en 2015) aux fins des régimes de retraite à cotisations déterminées.

## 27. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

### ITC

Le 14 octobre 2016, Fortis et GIC ont fait l'acquisition de la totalité des actions ordinaires en circulation d'ITC, pour un prix d'acquisition global d'environ 11,8 milliards \$ US (15,7 milliards \$) à la clôture, y compris la dette consolidée d'ITC d'environ 4,8 milliards \$ US (6,3 milliards \$). ITC est dorénavant une filiale de Fortis, et une société affiliée de GIC détient une participation minoritaire de 19,9 % dans ITC.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

Selon les modalités de la transaction, les actionnaires d'ITC ont reçu 22,57 \$ US en espèces et 0,7520 action ordinaire de Fortis contre chaque action d'ITC, ce qui représente une contrepartie totale d'environ 7,0 milliards \$ US (9,4 milliards \$). La contrepartie nette au comptant a totalisé environ 3,5 milliards \$ US (4,7 milliards \$) et a été financée au moyen : i) du produit net de l'émission de billets non garantis d'un capital de 2,0 milliards \$ US en octobre 2016 (note 14); ii) du produit net de la prise de participation minoritaire de GIC d'un capital de 1,228 milliard \$ US (note 21), ce qui comprend un billet d'actionnaire de 199 millions \$ US (note 14); et iii) de prélèvements d'environ 404 millions \$ US (535 millions \$) aux termes de la facilité de crédit-relais à terme de premier rang non garantie et non renouvelable de la Société (note 32). Le 14 octobre 2016, environ 114,4 millions d'actions ordinaires de Fortis ont été émises aux actionnaires d'ITC, ce qui représente une contrepartie en actions d'environ 3,5 milliards \$ US (4,7 milliards \$), montant fondé sur le cours de clôture de 40,96 \$ de l'action ordinaire de Fortis et le taux de change de clôture de 1,00 \$ US pour 1,32 \$ CA en date du 13 octobre 2016 (note 17). Le financement de l'acquisition a été structuré de manière à permettre à Fortis de conserver des notations financières de première qualité.

ITC est la première infrastructure de transport d'électricité indépendante des États-Unis. Basée à Novi, au Michigan, ITC investit dans le réseau de transport d'électricité afin d'en améliorer la fiabilité, de faciliter l'accès aux marchés, de connecter de nouvelles ressources productrices à ses réseaux de transport et de diminuer le coût global de la distribution de l'énergie. Par l'entremise de ses filiales réglementées en exploitation ITC Transmission, METC, ITC Midwest et ITC Great Plains, ITC possède et exploite des lignes de transport à haute tension. Elle répond à une demande de pointe combinée de plus de 26 000 MW sur environ 25 000 kilomètres dans la péninsule inférieure du Michigan et dans certaines parties de l'Iowa, du Minnesota, de l'Illinois, du Missouri, du Kansas et de l'Oklahoma, qui transportent de l'électricité d'environ 570 centrales électriques à des réseaux de distribution locaux associés aux réseaux d'ITC.

Chacune des filiales réglementées en exploitation d'ITC constitue une société de services publics de transport d'électricité assujettie à la réglementation des tarifs par la FERC (note 2). Le calcul des produits et du bénéfice est fondé sur des taux de rendement réglementés appliqués aux valeurs historiques, qui ne changent pas par suite d'un changement de propriétaire. Par conséquent, à l'exception d'un ajustement à la juste valeur de marché à l'égard d'une dette à long terme au niveau de la société mère d'ITC qui n'est pas liée aux activités réglementées, dette ne faisant pas partie du processus d'établissement des tarifs, et de l'incidence connexe sur les impôts reportés, aucun autre ajustement à la juste valeur de marché des actifs et des passifs d'ITC n'a été comptabilisé, puisque tous les avantages économiques et toutes les obligations qui sont liés aux actifs et aux passifs réglementaires et qui excèdent les taux de rendement réglementaires sont transférés aux clients d'ITC.

Le tableau qui suit résume la répartition provisoire de la contrepartie entre les actifs et les passifs acquis au 14 octobre 2016 selon leur juste valeur, en utilisant un taux de change de 1,00 \$ US pour 1,32 \$ CA. La répartition du prix d'acquisition est provisoire en attendant l'évaluation finale des estimations de la juste valeur, des impôts sur les bénéfices, de la contrepartie transférée et de l'identification des actifs et des passifs.

<i>(en millions)</i>	<b>Total</b>
Contrepartie en actions	<b>4 684 \$</b>
Contrepartie au comptant	<b>4 658</b>
<b>Contrepartie totale</b>	<b>9 342 \$</b>
Contrepartie de 80,1 % des actions ordinaires d'ITC	<b>7 721 \$</b>
Participation de 19,9 % d'un actionnaire minoritaire et billet d'actionnaire (notes 14 et 21)	<b>1 621</b>
	<b>9 342 \$</b>
<b>Juste valeur attribuée aux actifs nets :</b>	
Actifs à court terme	<b>319 \$</b>
Actifs réglementaires à long terme	<b>319</b>
Immobilisations de services publics	<b>8 345</b>
Actifs incorporels	<b>392</b>
Autres actifs à long terme	<b>71</b>
Passifs à court terme	<b>(625)</b>
Passifs à court terme pris en charge	<b>(311)</b>
Dette à long terme prise en charge (y compris la tranche à court terme)	<b>(5 989)</b>
Passifs réglementaires à long terme	<b>(327)</b>
Impôts reportés	<b>(926)</b>
Autres passifs à long terme	<b>(166)</b>
	<b>1 102</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>134</b>
<b>Juste valeur des actifs nets acquis</b>	<b>1 236</b>
Écart d'acquisition (note 12)	<b>8 106 \$</b>

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats financiers de l'entreprise acquise ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter du 14 octobre 2016.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

## 27. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES (suite)

### ITC (suite)

Des charges liées aux acquisitions ont totalisé environ 118 millions \$ (90 millions \$ après impôts) en 2016 (10 millions \$ (7 millions \$ après impôts) en 2015). Les charges liées à l'acquisition comprennent : i) des frais liés à la convention de placement, des honoraires juridiques, des honoraires de services-conseils et autres frais totalisant respectivement environ 79 millions \$ (62 millions \$ après impôts) en 2016 (10 millions \$ (7 millions \$ après impôts) en 2015), compris dans les charges d'exploitation; et ii) des charges associées aux facilités de crédit liées à l'acquisition et aux swaps de taux d'intérêt conditionnels à la réalisation de la transaction de la Société d'environ 39 millions \$ (28 millions \$ après impôts) en 2016 (néant en 2015), comprises dans les frais financiers (note 24). À partir de la date d'acquisition, ITC a également comptabilisé des charges après impôts de 21 millions \$ US (27 millions \$) liées à l'acquisition accélérée des droits au titre des attributions de rémunération à base d'actions de la Société après l'acquisition, dont la quote-part de la Société s'élevait à 17 millions \$ US (22 millions \$).

### Données pro forma supplémentaires

L'information financière pro forma non audité ci-dessous tient compte de l'acquisition d'ITC comme si l'opération avait eu lieu au début de 2015. Les données pro forma ne sont présentées qu'à titre informatif et ne sont pas nécessairement représentatives des résultats qui auraient été obtenus si l'acquisition avait eu lieu au début de 2015 ni ne sont nécessairement représentatives des résultats qui pourraient être attendus au cours des périodes futures.

(en millions)	2016	2015
Produits pro forma	7 995 \$	8 093 \$
Bénéfice net pro forma attribuable aux actionnaires ordinaires <sup>1</sup>	919	937

<sup>1</sup> Le bénéfice net pro forma attribuable aux actionnaires ordinaires exclut toutes les charges liées à l'acquisition après impôts engagées par ITC et la Société. Un ajustement pro forma a été apporté au bénéfice net pour les exercices présentés afin de refléter les frais financiers après impôts de la Société associés à l'acquisition.

### Aitken Creek

Le 1<sup>er</sup> avril 2016, Fortis a fait l'acquisition d'ACGS auprès de Chevron Canada Properties Ltd. pour environ 349 millions \$ (266 millions \$ US), plus le coût des stocks de gaz fonctionnels. Le prix d'acquisition net au comptant a été financé initialement au moyen d'emprunts libellés en dollars américains sur la facilité de crédit renouvelable confirmée de la Société. En décembre 2015, la Société a donné un acompte de 38 millions \$ (29 millions \$ US) sur la contrepartie d'acquisition de la transaction (note 9).

ACGS détient une participation de 93,8 % dans Aitken Creek, la participation restante étant détenue par BP Canada Energy Company. Aitken Creek est la seule installation de stockage souterrain de gaz en Colombie-Britannique, avec une capacité totale de 77 milliards de pieds cubes. L'installation fait partie intégrante du réseau de transport de gaz naturel de l'Ouest canadien. ACGS détient également 100 % du site de stockage de gaz North Aitken Creek, qui offre une possibilité de croissance future.

La répartition provisoire de la contrepartie entre les actifs et les passifs acquis au 1<sup>er</sup> avril 2016, selon leurs justes valeurs, a entraîné la comptabilisation d'environ 27 millions \$ en écart d'acquisition, associé à des passifs d'impôts reportés. La répartition du prix d'acquisition est provisoire en attendant l'évaluation finale des passifs d'impôts reportés et du fonds de roulement. L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition, d'après laquelle les résultats financiers de l'entreprise acquise ont été inclus dans les états financiers consolidés de Fortis à compter du 1<sup>er</sup> avril 2016.

## 28. CESSIONS

### Walden

En février 2016, FortisBC Electric a vendu les actifs non réglementés de la centrale hydroélectrique Walden pour un produit brut d'environ 9 millions \$, et a par la suite comptabilisé un gain tiré de la vente de moins de 1 million \$, après impôts et frais de transaction.

### Vente d'actifs d'immeubles commerciaux et d'actifs hôteliers

En juin 2015, la Société a conclu la vente des actifs d'immeubles commerciaux de Fortis Properties pour un produit brut de 430 millions \$. Par suite de la vente, la Société a comptabilisé un gain tiré de la vente de 129 millions \$ (109 millions \$ après impôts), déduction faite des charges (note 23). Dans le cadre de l'opération, Fortis a souscrit à des parts de fiducie de Slate Office REIT totalisant 35 millions \$ dans le contexte de l'appel public à l'épargne de la FPI. La Société a vendu des parts de fiducie de Slate Office REIT en novembre 2016 pour un produit brut de 37 millions \$.

En octobre 2015, la Société a conclu la vente des actifs hôteliers de Fortis Properties pour un produit brut de 365 millions \$. Par suite de la vente, la Société a comptabilisé une perte d'environ 20 millions \$ (8 millions \$ après impôts), qui comprend une moins-value et des charges liées à l'opération de vente (note 23).

La Société a affecté le produit net tiré des ventes au remboursement des emprunts sur les facilités de crédit, qui ont été utilisés en majorité pour financer en partie l'acquisition d'UNS Energy et pour d'autres fins générales.

Un bénéfice avant impôts lié à Fortis Properties d'environ 18 millions \$ a été comptabilisé en 2015, compte non tenu du gain net tiré de la vente.

### Vente d'actifs de production non réglementée dans l'État de New York et en Ontario

En juin 2015, la Société a vendu ses actifs de production non réglementée dans le nord-ouest de l'État de New York pour un produit brut d'environ 77 millions \$ (63 millions \$ US). Par suite de la vente, la Société a comptabilisé un gain tiré de la vente de 51 millions \$ (41 millions \$ US) (27 millions \$ (22 millions \$ US) après impôts), déduction faite des charges et de l'effet de change (note 23).

En juillet 2015, la Société a vendu ses actifs de production non réglementée en Ontario pour un produit brut d'environ 16 millions \$. Par suite de la vente, la Société a comptabilisé un gain tiré de la vente de 5 millions \$ (5 millions \$ après impôts) (note 23).

Un bénéfice avant impôts de moins de 1 million \$ a été comptabilisé en 2015, compte non tenu du gain tiré de la vente.

## 29. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

<i>(en millions)</i>	2016	2015
<b>Sommes versées :</b>		
Intérêts	<b>644 \$</b>	561 \$
Impôts sur les bénéfices	<b>62</b>	109
<b>Variation du fonds de roulement lié à l'exploitation hors trésorerie :</b>		
Débiteurs et autres actifs à court terme	<b>43 \$</b>	14 \$
Charges payées d'avance	<b>(4)</b>	(1)
Stocks	<b>17</b>	15
Actifs réglementaires – tranche à court terme	<b>(58)</b>	57
Créditeurs et autres passifs à court terme	<b>25</b>	(82)
Passifs réglementaires – tranche à court terme	<b>(1)</b>	38
	<b>22 \$</b>	41 \$
<b>Activités d'investissement et de financement hors trésorerie :</b>		
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	<b>162 \$</b>	156 \$
Actions ordinaires émises à l'acquisition d'entreprise (notes 17 et 27)	<b>4 684</b>	–
Ajouts aux immobilisations de services et aux actifs incorporels compris dans les passifs à court terme et les autres passifs à long terme	<b>296</b>	187
Engagement d'achat de participations dans des contrats de location-acquisition (note 15)	<b>48</b>	–
Transfert d'un acompte à l'acquisition d'entreprise (note 27)	<b>38</b>	–
Apports sous forme d'aide à la construction compris dans les actifs à court terme	<b>9</b>	4
Exercice d'options sur actions contre des actions ordinaires	<b>4</b>	4

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

## 30. ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR ET INSTRUMENTS FINANCIERS

La juste valeur correspond au prix auquel un intervenant sur le marché pourrait vendre un actif ou transférer un passif à une partie non liée. Une évaluation à la juste valeur est nécessaire pour tenir compte des hypothèses qu'utiliseraient les intervenants sur le marché pour établir le prix d'un actif ou d'un passif d'après les meilleures informations disponibles. Ces hypothèses comprennent les risques inhérents à une technique d'évaluation en particulier, comme un modèle d'établissement des prix, et les risques inhérents aux données du modèle. Il existe une hiérarchie des justes valeurs qui établit la priorité entre les données utilisées pour évaluer la juste valeur.

Les trois niveaux de la hiérarchie des justes valeurs se définissent comme suit :

Niveau 1 : La juste valeur est établie à l'aide des cours non ajustés sur des marchés actifs.

Niveau 2 : La juste valeur est établie à l'aide de données observables.

Niveau 3 : La juste valeur est établie à l'aide de données inobservables seulement lorsque des données observables pertinentes ne sont pas disponibles.

Les justes valeurs des instruments financiers de la Société, y compris les instruments financiers dérivés, reflètent des estimations à un moment précis fondées sur de l'information courante et pertinente concernant le marché pour ces instruments à la date du bilan. Les estimations ne peuvent être établies avec précision du fait qu'elles comportent des incertitudes et des questions de jugement et, par conséquent, elles pourraient s'avérer inefficaces pour prédire le bénéfice consolidé futur ou les flux de trésorerie consolidés futurs de la Société.

Le tableau suivant présente, selon les niveaux de la hiérarchie des justes valeurs, les actifs et les passifs de la Société comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente. Ces actifs et ces passifs sont classés entièrement en fonction du niveau le plus faible des données qui est important pour l'évaluation à la juste valeur et il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux au cours des périodes présentées. Pour les instruments dérivés, la Société a adopté la présentation au montant brut pour ses contrats dérivés visés par des conventions-cadres de compensation et des garanties.

<i>(en millions)</i>	<b>Hiérarchie des justes valeurs</b>	<b>2016</b>	2015
<b>Actif</b>			
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>1,2,3</sup>	Niveaux 1/2/3	<b>19 \$</b>	7 \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>1,2</sup>	Niveau 3	<b>3</b>	2
Swaps de taux d'intérêt – couvertures de flux de trésorerie <sup>4</sup>	Niveau 2	<b>11</b>	–
Placement disponible à la vente (notes 9 et 28)	Niveau 1	–	33
Actifs détenus en vue de la vente	Niveau 2	–	9
Autres placements <sup>5</sup>	Niveau 1	<b>69</b>	12
<b>Total de l'actif, montant brut</b>		<b>102</b>	63
Moins : Compensation de soldes de contreparties présentés au montant brut aux bilans <sup>6</sup>		<b>(9)</b>	(6)
<b>Total de l'actif, montant net</b>		<b>93 \$</b>	57 \$
<b>Passif</b>			
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire <sup>1,2,7</sup>	Niveaux 2/3	<b>26 \$</b>	78 \$
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire <sup>1</sup>	Niveau 2	<b>9</b>	–
Swaps de taux d'intérêt – couvertures de flux de trésorerie <sup>4</sup>	Niveau 2	<b>3</b>	5
<b>Total du passif, montant brut</b>		<b>38</b>	83
Moins : Compensation de soldes de contreparties présentés au montant brut aux bilans <sup>6</sup>		<b>(9)</b>	(6)
<b>Total du passif, montant net</b>		<b>29 \$</b>	77 \$

<sup>1)</sup> La juste valeur des contrats d'énergie de la Société est comptabilisée dans les débiteurs et autres actifs à court terme, les autres actifs à long terme, les créditeurs et autres passifs à court terme et les autres passifs à long terme. Les gains latents ou pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats sont reportés comme un actif ou passif réglementaire en vue de leur recouvrement auprès des clients ou de leur remboursement aux clients dans les tarifs comme autorisé par les organismes de réglementation, sauf pour les contrats de ventes en gros à long terme et certains contrats de swap sur gaz.

<sup>2)</sup> La modification d'une ou de plusieurs données non observables pourrait avoir une incidence importante sur l'évaluation à la juste valeur, selon l'ampleur et l'orientation de la modification de chaque donnée. L'incidence des variations de la juste valeur est assujettie au recouvrement réglementaire, sauf pour les contrats de ventes en gros à long terme et certains contrats de swap sur gaz.

<sup>3)</sup> Au 31 décembre 2016, comprend : 1 million \$ – niveau 1, 13 millions \$ – niveau 2 et 5 millions \$ – niveau 3 (2 millions \$ – niveau 2 et 5 millions \$ – niveau 3 au 31 décembre 2015).

<sup>4)</sup> La juste valeur des swaps de taux d'intérêt de la Société est comptabilisée dans les débiteurs et autres actifs à court terme, les créditeurs et autres passifs à court terme et les autres passifs à long terme.

<sup>5)</sup> Inclus dans les autres actifs à long terme inscrits au bilan consolidé (note 9).

<sup>6)</sup> Certains contrats d'énergie font l'objet de conventions-cadres de compensation exécutoires pour atténuer le risque de crédit, et sont compensés s'il existe une intention et un droit légal de compensation.

<sup>7)</sup> Au 31 décembre 2016, comprend : 21 millions \$ – niveau 2 et 5 millions \$ – niveau 3 (1 million \$ – niveau 1, 52 millions \$ – niveau 2 et 25 millions \$ – niveau 3 au 31 décembre 2015).

### Instruments dérivés

De façon générale, la Société limite l'utilisation d'instruments dérivés à ceux qui peuvent servir de couvertures comptables, de couvertures économiques ou de couvertures de flux de trésorerie, ou à ceux qui sont approuvés à des fins de recouvrement réglementaire. La Société comptabilise à la juste valeur tous les instruments dérivés, à l'exception de certains instruments comme les dérivés qui sont admissibles à l'exception relative aux achats et aux ventes dans le cours normal des affaires. La juste valeur des instruments dérivés est une estimation des montants que la Société recevrait ou devrait payer pour résilier les obligations contractuelles en cours à la date du bilan.

#### *Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire*

UNS Energy détient des contrats d'achat d'électricité ainsi que des swaps et contrats d'options sur gaz afin de réduire l'exposition au risque lié au prix de l'énergie associé aux besoins d'achat d'électricité et aux besoins en gaz naturel. UNS Energy utilise principalement l'approche axée sur le marché en ce qui a trait aux évaluations à la juste valeur, en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants, lorsque c'est possible. Lorsque des prix publiés ne sont pas disponibles, des ajustements sont effectués en fonction de l'historique des rapports sur la courbe des prix, des coûts de transport et des pertes en ligne. La juste valeur des contrats d'options sur gaz est estimée en fonction du modèle d'évaluation des options de Black et Scholes qui comprend des données telles que la volatilité implicite, les taux d'intérêt et les courbes des cours à terme. UNS Energy tient également compte de l'incidence du risque de crédit de la contrepartie en utilisant les taux de défaut et les taux de recouvrement courants et historiques, ainsi que son propre risque de crédit en utilisant les données relatives aux swaps sur défaillance de crédit.

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

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

Au 31 décembre 2016, ces dérivés de contrats d'énergie n'étaient pas désignés comme des couvertures; néanmoins, les gains latents et les pertes latentes provenant des variations de la juste valeur des dérivés sont reportés à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients dans les tarifs futurs, comme les organismes de réglementation le permettent. Ces pertes latentes et ces gains latents seraient autrement comptabilisés à l'état des résultats. Au 31 décembre 2016, des pertes latentes de 19 millions \$ (74 millions \$ au 31 décembre 2015) ont été comptabilisées dans les actifs réglementaires, et des gains latents de 12 millions \$ (3 millions \$ au 31 décembre 2015) ont été comptabilisés dans les passifs réglementaires (note 8 ix).

#### *Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire*

UNS Energy a conclu des contrats de ventes en gros à long terme qui sont admissibles comme instruments dérivés. Les gains latents et les pertes latentes sur ces instruments dérivés sont comptabilisés à l'état des résultats, puisqu'ils ne peuvent faire l'objet d'un report réglementaire. Dix pour cent de tous les gains réalisés sur ces contrats sont partagés avec les clients au moyen des comptes de stabilisation tarifaire d'UNS Energy.

Aitken Creek détient des primes liées aux contrats d'approvisionnement en gaz naturel et des swaps sur gaz pour gérer son exposition aux variations de prix du gaz naturel, prendre en compte les écarts de prix du gaz naturel et gérer le risque financier posé par les opérations de livraison physique. La juste valeur des swaps sur gaz a été calculée à l'aide des prix à terme fournis par des tiers indépendants. Les gains latents et les pertes latentes sur ces instruments dérivés sont comptabilisés à l'état des résultats. Au 31 décembre 2016, les pertes latentes totalisaient 9 millions \$ (6 millions \$ après impôts).

#### *Couvertures de flux de trésorerie*

UNS Energy détient des swaps de taux d'intérêt, qui expirent en 2020, afin de réduire son exposition à la volatilité des taux d'intérêt variables sur des obligations liées aux contrats de location-acquisition (note 15).

ITC a conclu des swaps de taux d'intérêt différé d'une valeur nominale de 100 millions \$ US, qui entrent en vigueur en janvier 2018 et arrivent à échéance en 2028. Les contrats contiennent une clause de résiliation anticipée obligatoire et seront résiliés au plus tard à la date de prise d'effet. Les swaps de taux d'intérêt couvrent le risque de taux d'intérêt lié à l'émission future prévue de titres de créance à taux fixe en vue du refinancement de la dette à long terme de 385 millions \$ US qui arrive à échéance en janvier 2018. Au 31 décembre 2016, le gain latent sur les dérivés s'élevait à 11 millions \$ (8 millions \$ US).

Les gains latents et les pertes latentes sur les couvertures de flux de trésorerie sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu et reclassés à l'état des résultats à titre de composante des intérêts débiteurs sur la durée de l'instrument d'emprunt couvert (note 20). La perte qui devrait être reclassée dans les bénéfices au cours des douze prochains mois est estimée à environ 5 millions \$. Les flux de trésorerie liés au règlement de l'ensemble des instruments dérivés sont inclus dans les activités d'exploitation aux états des flux de trésorerie consolidés de la Société.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

## 30. ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR ET INSTRUMENTS FINANCIERS (suite)

### Volume des activités liées aux dérivés

Au 31 décembre 2016, les volumes notionnels des dérivés sur électricité et sur gaz naturel devant être réglés étaient les suivants :

Volume <sup>1</sup>	Échéance (année)	Contrats (N <sup>bre</sup> )	2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite
<b>Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire :</b>								
Swaps sur électricité (GWh)	2019	8	1 089	657	438	-	-	-
Contrats d'achat d'électricité (GWh)	2017	39	1 252	-	-	-	-	-
Swaps et contrats d'options sur gaz (PJ)	2019	108	20	11	4	-	-	-
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (PJ)	2024	85	82	45	26	22	22	43
<b>Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire :</b>								
Contrats de ventes en gros à long terme (GWh)	2017	18	2 058	-	-	-	-	-
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (PJ)	2017	226	15	-	-	-	-	-
Swaps sur gaz (PJ)	2017	7	4	-	-	-	-	-

<sup>1</sup> GWh signifie gigawattheures et PJ signifie pétajoules.

### Instruments financiers qui ne sont pas comptabilisés à la juste valeur

Le tableau suivant présente les évaluations à la juste valeur estimative des instruments financiers de la Société qui ne sont pas comptabilisés à la juste valeur. Les justes valeurs ont été mesurées à l'aide de données du niveau 2, à moins d'indication contraire. La valeur comptable des instruments financiers consolidés de la Société se rapproche de leur juste valeur, ce qui reflète l'échéance à court terme, les conditions normales de crédit et la nature de ces instruments, à l'exception de ce qui suit.

(en millions)	2016		2015	
	Valeur comptable	Juste valeur estimative	Valeur comptable	Juste valeur estimative
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme (note 14) <sup>1</sup>	21 219 \$	22 523 \$	11 244 \$	12 614 \$
Billet de la société Waneta (note 16) <sup>2</sup>	59	61	56	59

<sup>1</sup> Les débetures non garanties de la Société d'un capital de 200 millions \$ échéant en 2039, des billets non garantis de premier rang de 500 millions \$ échéant en 2023, et des emprunts consolidés sur les facilités de crédit classés dans la dette à long terme de 973 millions \$ (551 millions \$ au 31 décembre 2015) sont évalués à l'aide de données du niveau 1. Tout autre élément de la dette à long terme est évalué à l'aide de données du niveau 2.

<sup>2</sup> Inclus dans les autres passifs à long terme inscrits au bilan consolidé (note 16).

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

### 31. ENTITÉ À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

En adoptant l'ASU 2015-02, *Amendments to the Consolidation Analysis*, en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, Fortis devait réévaluer ses sociétés en commandite en vertu du modèle des intérêts avec droits de vote. Par conséquent, la participation de la Société dans la société Waneta est considérée comme une entité à détenteurs de droits variables selon l'évaluation des droits des commanditaires et du commandité. Selon le modèle des entités à détenteurs de droits variables, la Société est le principal bénéficiaire de la société Waneta et devrait, par conséquent, continuer à consolider son placement. À titre de principal bénéficiaire, la Société a la capacité de diriger les activités de la société en commandite et l'obligation d'absorber les pertes, ou le droit de recevoir des bénéfices, qui pourraient être éventuellement importants pour la société en commandite, comme mentionné ci-après.

La société Waneta avait pour objet de construire, de détenir et d'exploiter l'Expansion Waneta sur la rivière Pend d'Oreille, au sud de Trail, en Colombie-Britannique, qui a été achevée en avril 2015. La Société détient une participation lui conférant le contrôle de 51 % dans la société Waneta, les 49 % restants étant détenus par CPC/CBT. Le commandité, qui est détenu par la Société et CPC/CBT dans une proportion égale à leur participation dans la société Waneta, détient une participation de 0,01 % dans la société Waneta. Chaque commanditaire paie sa part des coûts et a droit à une part proportionnelle des produits nets et des charges. La construction de l'Expansion Waneta a été financée et gérée par la Société et CPC/CBT. L'Expansion Waneta est exploitée et entretenue par une filiale en propriété exclusive de la Société, et la production est vendue à BC Hydro et à FortisBC Electric aux termes de contrats de 40 ans.

Le tableau ci-après présente les actifs, les passifs, les produits, les charges et les flux de trésorerie de la société Waneta compris dans les états financiers consolidés de la Société.

<i>(en millions)</i>	<b>2016</b>	2015
<b>Actif</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>15 \$</b>	23 \$
Débiteurs et autres actifs à court terme	<b>14</b>	14
Immobilisations de services publics	<b>696</b>	708
Actifs incorporels	<b>30</b>	30
	<b>755 \$</b>	775 \$
<b>Passif</b>		
Créditeurs et autres passifs à court terme	<b>(3) \$</b>	(18) \$
Autres passifs	<b>(79)</b>	(74)
	<b>(82)</b>	(92)
<b>Actifs nets compte non tenu des capitaux propres des commanditaires</b>	<b>673 \$</b>	683 \$

<i>(en millions)</i>	<b>2016</b>	2015
<b>Produits d'exploitation</b>	<b>91 \$</b>	70 \$
<b>Charges</b>		
Charges d'exploitation	<b>17</b>	10
Amortissements	<b>18</b>	14
Frais financiers	<b>3</b>	2
	<b>38</b>	26
<b>Bénéfice net</b>	<b>53 \$</b>	44 \$

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement de la société Waneta pour 2016 ont compris des dépenses en immobilisations de 18 millions \$ (32 millions \$ en 2015). Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour 2016 ont compris des dividendes payés par la société Waneta aux participations ne donnant pas le contrôle de 31 millions \$ (11 millions \$ en 2015) et des avances provenant des participations ne donnant pas le contrôle de 9 millions \$ pour 2015.

## 32. GESTION DES RISQUES FINANCIERS

La Société est principalement exposée au risque de crédit, au risque d'illiquidité et au risque de marché en raison des instruments financiers qu'elle détient dans le cours normal des affaires.

**Risque de crédit** Risque qu'une contrepartie à un instrument financier manque à ses obligations contractuelles aux termes de l'instrument financier.

**Risque d'illiquidité** Risque qu'une entité éprouve des difficultés à réunir les fonds nécessaires pour respecter ses engagements aux termes des instruments financiers.

**Risque de marché** Risque que la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier fluctuent en raison des variations des cours du marché. La Société est exposée au risque de change, au risque lié au taux d'intérêt et au risque lié au prix des produits de base.

### Risque de crédit

En ce qui a trait aux équivalents de trésorerie, aux comptes clients et autres débiteurs et aux autres créances à long terme, la Société est exposée à un risque de crédit qui se limite généralement à la valeur comptable dans le bilan consolidé. La Société possède généralement un bassin important et diversifié de clients, ce qui réduit la concentration du risque de crédit. La Société et ses filiales ont élaboré diverses politiques afin de réduire le risque de crédit, notamment exiger des dépôts ou des paiements anticipés des clients et vérifier la solvabilité de certains clients, et procéder à des débranchements ou recourir à des agences de recouvrement indépendantes dans le cas de comptes en souffrance.

ITC fait face à une concentration du risque de crédit, les produits découlant à environ 70 % de trois principaux clients. Le risque de crédit est limité, car ces clients ont une notation de première qualité. ITC réduit davantage son exposition au risque de crédit en obtenant une lettre de crédit ou un dépôt au comptant équivalant à l'exposition au risque de crédit, qui est déterminée en fonction 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. Au 31 décembre 2016, l'exposition brute de FortisAlberta au risque de crédit s'établissait à environ 123 millions \$, soit la valeur projetée de la facturation aux détaillants sur une période de 37 jours. La société a ramené son exposition à 1 million \$ en obtenant des détaillants un dépôt au comptant, une caution, une lettre de crédit, une notation de première qualité de la part d'une importante agence de notation, ou une garantie financière auprès d'une entité dont la notation est de première qualité.

UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy et Aitken Creek sont exposées à un risque de crédit en cas de défaut des contreparties à leurs instruments financiers dérivés. Les sociétés utilisent aussi des accords de compensation afin de réduire le risque de crédit et règlent les paiements avec les contreparties sur la base du solde net lorsque les modalités le permettent. Elles limitent aussi le risque de crédit en ne traitant qu'avec des contreparties dont la notation est de première qualité. UNS Energy a des ententes contractuelles qui comprennent également des clauses exigeant des contreparties aux instruments dérivés qu'elles donnent des garanties dans certaines circonstances.

### Risque d'illiquidité

La situation financière consolidée de la Société pourrait s'en ressentir si cette dernière ou une de ses filiales ne réussissaient pas à obtenir à des conditions économiques des fonds suffisants pour, entre autres, financer les dépenses en immobilisations et les acquisitions et rembourser la dette au fur et à mesure des échéances. La capacité d'obtenir des fonds suffisants à des conditions économiques dépend de nombreux facteurs, y compris les résultats d'exploitation consolidés et la situation financière consolidée de la Société et de ses filiales, la situation des marchés financiers et du crédit bancaire, les notations attribuées par les agences de notation et la conjoncture économique générale.

Afin d'atténuer le risque d'illiquidité, la Société et ses entreprises de services publics réglementés ont obtenu des facilités de crédit confirmées afin de maintenir le financement à court terme des dépenses en immobilisations et des besoins saisonniers de fonds de roulement, et aux fins générales de chaque société. En plus de ses facilités de crédit, ITC a recours au papier commercial pour financer ses besoins de trésorerie à court terme et peut se servir d'emprunts sur les facilités de crédit, de temps à autre, pour rembourser ses emprunts en vertu de son programme de papier commercial.

La facilité de crédit confirmée de la Société est utilisée pour le financement provisoire des acquisitions et pour les besoins généraux du siège social. Selon le moment de la réception des paiements au comptant 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. Au 31 décembre 2016, les échéances moyennes annuelles consolidées de la dette à échéance fixe et les remboursements au cours des cinq prochains exercices devraient être d'environ 680 millions \$. Les facilités de crédit disponibles et le volume annuel raisonnable 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.

Au 31 décembre 2016, la Société et ses filiales disposaient de facilités de crédit consolidées d'environ 6,0 milliards \$, dont 3,7 milliards \$ environ étaient inutilisés, y compris une tranche inutilisée de 915 millions \$ de la facilité de crédit renouvelable confirmée de la Société. Les facilités de crédit sont pour la plupart conclues auprès de grandes banques canadiennes et américaines, aucune banque ne détenant plus de 20 % de ces facilités. Une tranche d'environ 5,1 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités confirmées qui viennent à échéance entre 2017 et 2021.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés

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

<i>(en millions)</i>	Entreprises de services publics réglementés	Siège social et autres	<b>Total au 31 décembre 2016</b>	Total au 31 décembre 2015
Total des facilités de crédit <sup>1</sup>	3 823 \$	2 153 \$	<b>5 976 \$</b>	3 565 \$
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme <sup>1,2</sup>	(640)	(515)	<b>(1 155)</b>	(511)
Dettes à long terme <i>(note 14)</i> <sup>3</sup>	(508)	(465)	<b>(973)</b>	(551)
Lettres de crédit en cours	(68)	(51)	<b>(119)</b>	(104)
Facilités de crédit inutilisées <sup>1</sup>	2 607 \$	1 122 \$	<b>3 729 \$</b>	2 399 \$

<sup>1</sup> Au 31 décembre 2016, le total des facilités de crédit et des emprunts à court terme comprenait 195 millions \$ (145 millions \$ US) en cours dans le cadre du programme de papier commercial d'ITC. Le papier commercial en cours ne réduit pas la capacité disponible conformément aux facilités de crédit consolidées de la Société.

<sup>2</sup> Le taux d'intérêt moyen pondéré des emprunts à court terme était d'environ 1,7 % au 31 décembre 2016 (1,0 % au 31 décembre 2015).

<sup>3</sup> Au 31 décembre 2016, les emprunts sur les facilités de crédit classés à long terme dans le bilan consolidé incluaient une tranche à court terme de la dette à long terme de 61 millions \$ (71 millions \$ au 31 décembre 2015). Le taux d'intérêt moyen pondéré des emprunts sur la facilité de crédit classés dans la dette à long terme était d'environ 1,8 % au 31 décembre 2016 (1,5 % au 31 décembre 2015).

Aux 31 décembre 2016 et 2015, certains emprunts sur les facilités de crédit confirmées à long terme de la Société et de ses filiales étaient classés dans la dette à long terme. La direction se propose de les refinancer au moyen d'un financement permanent à long terme au cours des périodes à venir.

### *Entreprises de services publics réglementés*

ITC a un total de 1,0 milliard \$ US en facilités de crédit renouvelables confirmées non garanties venant à échéance en mars 2019. ITC dispose d'un programme continu de papier commercial d'un montant total de 400 millions \$ US, aux termes duquel l'encours du papier commercial était de 145 millions \$ US au 31 décembre 2016.

UNS Energy a un total de 350 millions \$ US en facilités de crédit renouvelables confirmées non garanties, dont 305 millions \$ US venant à échéance en octobre 2021 et 45 millions \$ US en octobre 2020.

Central Hudson a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 200 millions \$ US venant à échéance en octobre 2020 et une facilité de crédit non confirmée totalisant 25 millions \$ US.

FortisBC Energy a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 700 millions \$, qui vient à échéance en août 2021.

FortisAlberta a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 250 millions \$ venant à échéance en août 2021, et une facilité de crédit bilatérale de 90 millions \$ venant à échéance en novembre 2017.

FortisBC Electric a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$ venant à échéance en mai 2019, et une facilité de découvert à vue non garantie de 10 millions \$.

Newfoundland Power a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 100 millions \$ venant à échéance en août 2021 et une facilité de crédit à vue de 20 millions \$. Maritime Electric a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 50 millions \$, venant à échéance en février 2019. FortisOntario a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 30 millions \$ venant à échéance en juin 2019.

Caribbean Utilities a des facilités de crédit non garanties d'environ 49 millions \$ US. Fortis Turks and Caicos a des facilités de crédit à vue non garanties à court terme de 31 millions \$ US, venant à échéance en juin 2017.

### *Siège social et autres*

Fortis a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 1,3 milliard \$ venant à échéance en juillet 2021, et une facilité de crédit-relais à terme de premier rang non garantie et non renouvelable de 500 millions \$, utilisée pour financer une partie du prix d'achat au comptant de l'acquisition d'ITC, venant à échéance en octobre 2017.

UNS Energy Corporation a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 150 millions \$ US, dont 130 millions \$ US venant à échéance en octobre 2021, et 20 millions \$ US venant à échéance en octobre 2020. CH Energy Group a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 50 millions \$ US venant à échéance en juillet 2020. FHI a une facilité de crédit renouvelable confirmée non garantie de 50 millions \$ venant à échéance en avril 2019.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

## 32. GESTION DES RISQUES FINANCIERS (suite)

### Risque d'illiquidité (suite)

La Société et ses entreprises de services publics actuellement notées visent une notation de solvabilité de première qualité afin de maintenir leur accès au marché financier à des taux d'intérêt raisonnables. Au 31 décembre 2016, les notations de la Société se présentaient comme suit :

Agence de notation	Notation	Type de notation	Perspective
Standard & Poor's (« S&P »)	A-	Titres de créance de la Société	Stable
	BBB+	Titres de créance non garantis	Stable
DBRS	BBB (haut)	Titres de créance non garantis	Stable
Moody's Investor Service (« Moody's »)	Baa3	Émetteur	Stable
	Baa3	Titres de créance 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 septembre 2016, Moody's a commencé à noter Fortis. En octobre 2016, par suite de l'acquisition d'ITC, DBRS a révisé la notation des titres de créance non garantis de la Société, la portant de A (bas) à BBB (haut) et a révisé sa perspective, remplaçant la mention sous surveillance avec la mention implications négatives par la perspective stable, et S&P a confirmé la notation à long terme de la Société et la notation des titres de créance non garantis à A- et à BBB+, respectivement, et a révisé sa perspective, la portant de négative à stable.

### Risque de marché

#### Risque de change

La monnaie de présentation des états financiers d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities, de Fortis Turks and Caicos et de BECOL est le dollar américain. Le bénéfice que la Société tire des filiales étrangères et les investissements nets qu'elle a dans ces dernières sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société a réduit cette exposition au moyen d'emprunts en dollars américains au niveau du siège social. Le gain ou la perte de change à la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars américains contrebalance partiellement le gain ou la perte de change à la conversion du bénéfice des filiales étrangères de la Société.

Au 31 décembre 2016, la dette à long terme de 3 511 millions \$ US (1 535 millions \$ US au 31 décembre 2015) de la Société était désignée comme couverture efficace d'une partie des investissements nets de la Société dans des établissements étrangers. Au 31 décembre 2016, la Société avait des investissements nets non couverts dans des établissements à l'étranger d'environ 7 250 millions \$ US (3 137 millions \$ US au 31 décembre 2015). Les variations des taux de change liées à la conversion des emprunts en dollars américains faits par la Société et désignés comme couvertures efficaces sont comptabilisées dans le bilan consolidé, dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, et servent à contrebalancer les gains et les pertes de change latents sur les investissements nets dans des filiales étrangères, qui sont aussi comptabilisés dans le bilan consolidé, dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Du fait de l'acquisition d'ITC, les bénéfices et les flux de trésorerie consolidés de Fortis subissent encore plus 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 de 1,00 \$ US pour 1,34 \$ CA au 31 décembre 2016 se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse du résultat de base par action ordinaire de Fortis d'environ 7 cents. La direction continuera de couvrir les fluctuations futures des taux de change applicables aux investissements nets de la Société dans des établissements à l'étranger et à ses sources de revenus libellés en dollars américains, dans la mesure du possible, par des emprunts futurs en dollars américains, et continuera de surveiller l'exposition de la Société aux fluctuations des taux de change de façon régulière.

#### Risque de taux d'intérêt

La Société et la majorité de ses filiales sont 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. La Société et ses filiales peuvent conclure des swaps de taux d'intérêt afin de réduire ce risque (note 30).

#### Risque lié au prix des produits de base

UNS Energy est exposée au risque lié au prix des produits de base en raison des variations des prix du marché du gaz naturel, de l'électricité achetée et du charbon. Central Hudson est exposée au risque lié au prix des produits de base en raison des variations du prix du marché de l'électricité et du gaz. FortisBC Energy est exposée au risque lié au prix des produits de base en raison des variations du prix du marché du gaz. Ces risques ont été réduits en concluant des contrats dérivés qui permettent de bloquer efficacement respectivement le prix d'achat du gaz naturel, le prix d'achat de l'énergie et le prix d'achat de l'électricité. Aitken Creek est exposée au risque lié au prix des produits de base associé aux variations du prix du gaz et conclut des contrats dérivés afin de gérer le risque financier posé par les transactions prévoyant la livraison. Ces instruments dérivés sont comptabilisés dans le bilan consolidé à la juste valeur, et toute variation de la juste valeur est reportée à titre d'actif ou de passif réglementaire, comme l'autorisent les organismes de réglementation, aux fins de recouvrement auprès des clients, ou de remboursement aux clients, à même les tarifs futurs, à l'exception d'Aitken Creek, pour laquelle les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les bénéfices (note 30).

## 33. ENGAGEMENTS

Au 31 décembre 2016, les engagements consolidés de la Société pour chacun des cinq prochains exercices et pour les périodes subséquentes, compte non tenu des remboursements sur la dette à long terme et des obligations liées aux contrats de location-acquisition et des obligations financières, qui sont présentés séparément respectivement aux notes 14 et 15, s'établissent comme suit :

(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
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme	<b>14 586</b>	892	854	837	817	793	10 393
Obligations d'achat d'électricité <sup>1</sup>	<b>2 295</b>	290	200	119	107	107	1 472
Obligations d'achat d'énergie renouvelable <sup>2</sup>	<b>1 625</b>	100	99	99	98	97	1 132
Obligations d'achat de gaz <sup>3</sup>	<b>1 329</b>	411	290	177	141	110	200
Contrats à long terme – UNS Energy <sup>4</sup>	<b>1 146</b>	192	161	161	127	85	420
Convention de servitude d'ITC <sup>5</sup>	<b>453</b>	13	13	13	13	13	388
Obligations liées aux contrats de location-exploitation	<b>175</b>	13	13	11	8	7	123
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable <sup>6</sup>	<b>154</b>	20	15	12	12	12	83
Acquisition des installations communes de Springerville <sup>7</sup>	<b>91</b>	–	–	–	–	91	–
Billet de la société Waneta (note 16)	<b>72</b>	–	–	–	72	–	–
Ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés	<b>53</b>	3	3	3	3	3	38
Autres <sup>8</sup>	<b>156</b>	93	18	19	–	–	26
<b>Total</b>	<b>22 135</b>	2 027	1 666	1 451	1 398	1 318	14 275

<sup>1)</sup> Les obligations d'achat d'électricité se rapportent à divers contrats d'achat d'électricité détenus par certaines entreprises de services publics réglementés de la Société, dont les contrats les plus importants sont décrits ci-dessous.

*FortisOntario* : Les obligations d'achat d'électricité de FortisOntario, qui totalisaient 743 millions \$ au 31 décembre 2016, comprennent un contrat avec Hydro-Québec pour l'achat de capacité pouvant atteindre 145 MW et de l'énergie associée d'au moins 537 GWh par année de janvier 2020 à décembre 2030. Ce contrat remplacera les contrats d'achat ferme à long terme existants entre FortisOntario et Hydro-Québec pour la fourniture d'une capacité de 145 MW, venant à échéance en 2019.

*FortisBC Energy* : FortisBC Energy est partie à un contrat d'approvisionnement en électricité avec BC Hydro visant l'achat d'électricité pour le projet d'expansion de l'usine de GNL de Tilbury, dont les obligations d'achat totalisaient 486 millions \$ au 31 décembre 2016.

*FortisBC Electric* : Les obligations d'achat d'électricité de FortisBC Electric, qui totalisaient 288 millions \$ au 31 décembre 2016, comprennent principalement un CAÉ avec BC Hydro pour l'achat de capacité pouvant atteindre 200 MW et de l'énergie associée pouvant atteindre 1 752 GWh sur une durée de 20 ans. FortisBC Electric est aussi partie à une entente sur la capacité de l'Expansion Waneta (« WECA »), qui lui permet d'acheter 234 MW de capacité sur une durée de 40 ans, à compter d'avril 2015, comme autorisé par la BCUC. Les montants relatifs à l'entente sur la WECA n'ont pas été inclus dans le tableau des engagements, puisqu'ils seront payés par FortisBC Electric à une partie liée.

*Maritime Electric* : Les obligations d'achat d'électricité de Maritime Electric comprennent deux contrats d'achat ferme pour l'achat soit de capacité, soit d'énergie, qui expireront en février 2019, ainsi qu'un contrat d'achat d'énergie avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB »). Maritime Electric a droit à environ 4,55 % de la production de la centrale nucléaire Point Lepreau d'Énergie NB pendant la durée de vie de celle-ci. En contrepartie de sa participation, Maritime Electric doit payer sa part du coût en capital et des coûts d'exploitation de la centrale. Au 31 décembre 2016, Maritime Electric avait pris des engagements de 480 millions \$ en vertu de ce contrat.

<sup>2)</sup> TEP et UNS Electric sont parties à des CAÉ renouvelables à long terme totalisant environ 1 210 millions \$ US au 31 décembre 2016, lesquels exigent que TEP et UNS Electric achètent 100 % de la production de certaines centrales de production d'énergie renouvelable qui ont commencé leur exploitation commerciale. Bien que TEP et UNS Electric ne soient pas tenues d'effectuer des paiements aux termes de ces contrats si l'électricité n'est pas livrée, le tableau des engagements comprend les paiements futurs estimés. Ces contrats viennent à échéance à diverses dates entre 2030 et 2036.

<sup>3)</sup> 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 2016.

<sup>4)</sup> UNS Energy a conclu divers contrats à long terme relatifs à l'achat et à la livraison de charbon pour alimenter ses centrales, à l'achat de services de transport de gaz pour répondre à ses besoins en charges, et à l'achat de services de transport pour l'électricité achetée, avec des obligations totalisant respectivement 496 millions \$ US, 244 millions \$ US et 113 millions \$ US au 31 décembre 2016. Les montants versés aux termes de ces contrats relatifs à l'achat et à la livraison de charbon dépendent des quantités réelles d'achat et de livraison. Certains de ces contrats comprennent également des clauses d'ajustement de prix qui auront une incidence sur les coûts futurs en vertu des contrats.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

## 33. ENGAGEMENTS (suite)

- <sup>5)</sup> ITC est partie à une convention de servitude avec Consumers Energy, le principal client de METC, qui accorde à la société une servitude pour le transport de l'électricité ainsi que des droits de passage, des droits de jouissance, des intérêts en fief et des permis associés aux terrains que les lignes de transport traversent. La convention expirera en décembre 2050 et est assujettie à dix renouvellements supplémentaires d'une durée de 50 ans par la suite.
- <sup>6)</sup> UNS Energy et Central Hudson sont parties à des contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable. Les contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable d'UNS Energy totalisaient environ 107 millions \$ US au 31 décembre 2016 en vue d'acheter les attributions environnementales auprès des clients de détail ayant des centrales solaires. Les paiements liés aux contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable sont versés à des intervalles convenus par contrat selon la quantité d'énergie renouvelable produite mesurée.
- <sup>7)</sup> UNS Energy a l'obligation d'acheter une participation indivise de 32,2 % dans le contrat de location des installations communes de Springerville si les deux baux ne sont pas renouvelés, pour un prix d'achat total de 68 millions \$ US (note 15).
- <sup>8)</sup> Les autres obligations contractuelles comprennent divers autres engagements conclus entre la Société et ses filiales, y compris les obligations au titre du régime d'UAR, du régime de DVATI et du régime d'UAD, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, et les obligations de financement du régime de retraite à prestations déterminées.

## Autres engagements

*Dépenses en immobilisations* : Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont tenues d'assurer des services aux clients au sein de leur territoire de service respectif. Les dépenses en immobilisations des entreprises de services publics réglementés découlent en grande partie de la nécessité de maintenir et d'améliorer le rendement, la fiabilité et la sécurité des réseaux d'électricité et de gaz, et de répondre aux besoins d'une clientèle en croissance. Le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société, qui comprend les dépenses en immobilisations de ses activités non réglementées, devrait s'établir à environ 3,0 milliards \$ en 2017. Au cours des cinq exercices de 2017 à 2021, le programme de dépenses en immobilisations consolidé de la Société devrait atteindre environ 13 milliards \$, montant qui n'est pas compris dans le tableau des engagements.

*Autres* : CH Energy Group est partie à un investissement visant le développement, la propriété et l'exploitation de projets de transport d'électricité dans l'État de New York. En décembre 2014, une demande a été déposée auprès de la FERC concernant le recouvrement des coûts et le rendement de cinq projets de lignes de transport à haute tension totalisant 1,7 milliard \$ US, au titre desquels l'engagement maximal de CH Energy Group est de 182 millions \$ US. CH Energy Group a fourni une garantie de société mère afin d'assurer le paiement de l'engagement maximal de 182 millions \$ US. Au 31 décembre 2016, aucune obligation n'était prévue relativement à cette garantie.

En 2016, FHI a fourni une garantie de société mère de 77 millions \$ afin d'assurer les transactions d'optimisation de stockage d'Aitken Creek.

Les passifs réglementaires à long terme de la Société, qui totalisaient 2 183 millions \$ au 31 décembre 2016, ont été exclus du tableau des engagements ci-dessus, étant donné que le calendrier final de règlement de nombreux passifs est assujéti à une autre décision réglementaire ou que les périodes de règlement ne sont pas connues à l'heure actuelle (note 8).

## 34. PASSIFS ÉVENTUELS

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

### Central Hudson

Avant et après son acquisition par Fortis, diverses poursuites liées à l'amiante ont été intentées contre Central Hudson. Bien qu'un total de 3 363 poursuites liées à l'amiante aient été intentées, 1 175 étaient pendantes au 31 décembre 2016. Parmi les poursuites intentées contre Central Hudson qui ne sont plus en instance, 2 032 ont été rejetées ou abandonnées sans paiement de la part de la société, et Central Hudson a réglé les 156 autres poursuites. La société n'est actuellement pas en mesure d'évaluer la validité des poursuites en instance liées à l'amiante; toutefois, à partir de l'information dont Central Hudson dispose à ce jour, y compris l'historique de la société en matière de règlement et de rejet des poursuites liées à l'amiante, Central Hudson croit que les coûts qui pourraient être engagés relativement aux poursuites en instance n'auront pas d'incidence importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie et, par conséquent, aucun montant n'a été provisionné dans les états financiers consolidés.

### FHI

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

### Fortis et ITC

À la suite de l'annonce de l'acquisition d'ITC en février 2016, des actions ont été intentées contre Fortis et d'autres défendeurs devant la Cour de circuit du comté d'Oakland dans l'État du Michigan (« Cour supérieure ») et la Cour de district des États-Unis dans le district est du Michigan et pour ce district. Les demandeurs allèguent, entre autres, que les administrateurs d'ITC auraient manqué à leurs obligations fiduciaires dans le cadre de la conclusion de la convention de fusion et qu'ITC, Fortis, FortisUS Inc. et Element Acquisition Sub Inc. auraient favorisé et encouragé ces manquements. Les demandeurs ont sollicité l'autorisation de lancer un recours collectif et réclamé une variété de redressements, notamment des dommages-intérêts non déterminés et l'attribution des dépens, y compris les honoraires et débours d'avocats. En juillet 2016, les actions intentées devant l'instance fédérale ont été abandonnées par les demandeurs. Ces derniers se sont réservé le droit de présenter certaines autres réclamations, et ITC et les divers membres du conseil d'administration d'ITC se sont réservé le droit de contester ces réclamations. Les demandeurs voulaient obtenir le remboursement des honoraires en raison du caractère théorique de l'instance, et les parties recherchent actuellement un règlement qui soit mutuellement satisfaisant. En juin 2016, la Cour supérieure a accueilli une requête pour jugement sommaire et rejeté les allégations d'aide et d'encouragement visant Fortis, FortisUS Inc. et Element Acquisition Sub Inc. En janvier 2017, la Cour supérieure a établi un nouvel échéancier qui, notamment, exige des parties, dont ITC, qu'elles présentent leurs interrogatoires préalables d'ici mai 2017, et a fixé le procès à une date en septembre 2017. Une audience pour statuer sur la requête en autorisation de recours collectif présentée par les demandeurs a eu lieu le 9 février 2017, et une audience portant sur une requête pour jugement sommaire des défendeurs se tiendra en mars 2017. L'issue de ces poursuites ne peut être prédite avec certitude et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers consolidés.

### 35. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Certains chiffres correspondants ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation de la période considérée. Des charges liées à l'acquisition de 10 millions \$ en 2015 avaient été comptabilisées dans les autres revenus, nets des charges, dans l'état des résultats consolidé et ont été reclassées dans les charges d'exploitation (note 27). Les opérations entre parties liées se rapportant à la vente d'énergie entre l'Expansion Waneta et FortisBC Electric, qui totalisaient 30 millions \$ en 2015, ont été précédemment éliminées au moment de la consolidation. Fortis n'élimine plus les opérations entre parties liées conclues entre entités non réglementées et réglementées, conformément aux normes comptables applicables aux entités à tarifs réglementés; par conséquent, les produits et les coûts de l'approvisionnement énergétique ont augmenté respectivement de 30 millions \$ (note 5).

# Rétrospective financière

<b>États des résultats</b> (en millions de dollars)	2016 <sup>1,2</sup>	2015 <sup>1,2,3</sup>	2014 <sup>1,2</sup>
Produits d'exploitation	<b>6 838</b>	6 757	5 401
Coûts de l'approvisionnement énergétique et charges d'exploitation	<b>4 372</b>	4 465	3 690
Amortissements	<b>983</b>	873	688
Autres revenus (charges), montant net	<b>53</b>	197	(25)
Frais financiers	<b>678</b>	553	547
Charge d'impôts sur les bénéfices	<b>145</b>	223	66
Bénéfice tiré des activités poursuivies	<b>713</b>	840	385
Bénéfice tiré des activités abandonnées, après impôts	–	–	5
Gain extraordinaire, après impôts	–	–	–
Bénéfice net	<b>713</b>	840	390
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	<b>53</b>	35	11
Bénéfice net attribuable aux actionnaires privilégiés	<b>75</b>	77	62
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	<b>585</b>	728	317
<b>Bilans</b> (en millions de dollars)			
Actifs à court terme	<b>2 166</b>	1 857	1 787
Écart d'acquisition	<b>12 364</b>	4 173	3 732
Autres actifs à long terme	<b>3 026</b>	2 638	2 410
Immobilisations de services publics et autres que de services publics et actifs incorporels	<b>30 348</b>	20 136	18 304
Total de l'actif	<b>47 904</b>	28 804	26 233
Passifs à court terme	<b>3 944</b>	2 638	2 676
Autres passifs à long terme	<b>6 693</b>	5 029	4 534
Dettes à long terme (excluant la tranche à court terme)	<b>20 817</b>	10 784	9 911
Actions privilégiées (présentées à titre d'instruments d'emprunt)	–	–	–
Total du passif	<b>31 454</b>	18 451	17 121
Capitaux propres	<b>16 450</b>	10 353	9 112
<b>Flux de trésorerie</b> (en millions de dollars)			
Activités d'exploitation	<b>1 884</b>	1 673	982
Activités d'investissement	<b>(6 891)</b>	(1 368)	(4 199)
Activités de financement, excluant les dividendes	<b>5 491</b>	(14)	3 627
Dividendes, excluant les dividendes sur les actions privilégiées présentées à titre d'instruments d'emprunt	<b>(441)</b>	(332)	(266)
<b>Statistiques financières</b>			
Rendement fondé sur la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (%)	<b>5,56</b>	9,75	5,45
<b>Ratios de financement</b> (%) (fin de l'exercice)			
Total de la dette, obligations liées aux contrats de location-acquisition et obligations financières (déduction faite de la trésorerie)	<b>60,6</b>	54,8	56,4
Actions privilégiées (présentées à titre d'instruments d'emprunt et de capitaux propres)	<b>4,4</b>	8,3	9,1
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	<b>35,0</b>	36,9	34,5
<b>Couverture de l'intérêt</b> (multiple)			
Instruments d'emprunt	<b>2,1</b>	2,7	1,6
Total des charges fixes	<b>2,1</b>	2,7	1,6
<b>Total dépenses en immobilisations brutes</b> (en millions de dollars)	<b>2 061</b>	2 243	1 725
<b>Données sur les actions ordinaires</b>			
Valeur comptable par action (fin de l'exercice) (\$)	<b>32,31</b>	28,62	24,89
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en millions)	<b>308,9</b>	278,6	225,6
Résultat de base par action ordinaire (\$)	<b>1,89</b>	2,61	1,41
Dividendes déclarés par action ordinaire (\$)	<b>1,55</b>	1,43	1,30
Dividendes versés par action ordinaire (\$)	<b>1,53</b>	1,40	1,28
Ratio dividendes/bénéfice (%)	<b>81,0</b>	53,6	90,8
Ratio cours/bénéfice (multiple)	<b>21,9</b>	14,3	27,6
<b>Sommaire de la négociation des actions (TSX)</b>			
Cours le plus haut (\$)	<b>44,87</b>	42,23	40,83
Cours le plus bas (\$)	<b>35,53</b>	34,16	29,78
Cours de clôture (\$)	<b>41,46</b>	37,41	38,96
Volume (en milliers)	<b>293 991</b>	172 038	174 566

<sup>1)</sup> Les données financières de 2010 à 2016 ont été préparées selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis; celles d'avant 2010 ont été préparées selon les PCGR du Canada.

<sup>2)</sup> Les résultats ont été touchés par des éléments non récurrents en grande partie liés à l'acquisition d'ITC en 2016, à la vente d'actifs non essentiels en 2015, à l'acquisition de UNS Energy en 2014 et de Central Hudson en 2013.

<sup>3)</sup> Certains chiffres correspondants de 2015 ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de l'exercice considéré.

## Rétrospective financière

2013 <sup>1,2</sup>	2012 <sup>1</sup>	2011 <sup>1</sup>	2010 <sup>1</sup>	2009	2008	2007
4 047	3 654	3 738	3 647	3 641	3 907	2 718
2 654	2 390	2 547	2 448	2 577	2 859	1 904
541	470	416	406	364	348	273
(31)	4	38	13	10	–	8
389	366	363	359	369	363	299
32	61	84	72	49	65	36
400	371	366	375	292	272	214
–	–	–	–	–	–	–
20	–	–	–	–	–	–
420	371	366	375	292	272	214
10	9	9	10	12	13	15
57	47	46	45	18	14	6
353	315	311	320	262	245	193
1 296	1 093	1 132	1 205	1 124	1 150	1 038
2 075	1 568	1 565	1 561	1 560	1 575	1 544
1 925	1 715	1 580	1 309	917	487	424
12 612	10 574	9 937	9 336	8 538	7 954	7 276
17 908	14 950	14 214	13 411	12 139	11 166	10 282
2 084	1 350	1 305	1 491	1 592	1 697	1 804
3 024	2 449	2 281	1 977	1 325	763	732
6 424	5 741	5 685	5 616	5 239	4 848	4 588
–	–	–	–	320	320	320
11 532	9 540	9 271	9 084	8 476	7 628	7 444
6 376	5 410	4 943	4 327	3 663	3 538	2 838
899	992	915	742	681	661	373
(2 164)	(1 096)	(1 115)	(980)	(1 045)	(852)	(2 033)
1 434	396	386	451	563	387	1 826
(248)	(225)	(206)	(189)	(176)	(191)	(146)
8,06	8,06	8,79	10,06	8,41	8,70	10,00
56,2	55,3	57,1	60,4	60,2	59,5	64,3
9,0	9,7	8,3	8,7	6,9	7,3	5,2
34,8	35,0	34,6	30,9	32,9	33,2	30,5
1,9	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9
1,9	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	1,7
1 175	1 146	1 171	1 071	1 024	935	803
22,38	20,84	20,25	18,65	18,61	17,97	16,69
202,5	190,0	181,6	172,9	170,2	157,4	137,6
1,74	1,66	1,71	1,85	1,54	1,56	1,40
1,25	1,21	1,17	1,41	0,78	1,01	0,88
1,24	1,20	1,16	1,12	1,04	1,00	0,82
71,3	72,3	67,8	60,5	67,5	64,1	58,6
17,5	20,6	19,5	18,4	18,6	15,8	20,7
35,14	34,98	35,45	34,54	29,24	29,94	30,00
29,51	31,70	28,24	21,60	21,52	20,70	24,50
30,45	34,22	33,37	33,98	28,68	24,59	28,99
120 470	115 962	126 341	120 855	121 162	132 108	100 920

# Renseignements pour les investisseurs

## Dates prévues de versement des dividendes\* et de publication des résultats

### Dates de fermeture des registres

19 mai 2017	21 août 2017
20 novembre 2017	15 février 2018

### Dates de versement des dividendes

1 <sup>er</sup> juin 2017	1 <sup>er</sup> septembre 2017
1 <sup>er</sup> décembre 2017	1 <sup>er</sup> mars 2018

### Dates de publication des résultats

2 mai 2017	28 juillet 2017
3 novembre 2017	15 février 2018

\* 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 « 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, 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

Le jeudi 4 mai 2017 à 10 h 30

Holiday Inn St. John's, 180 Portugal Cove Road, St. John's (NL), Canada

## Régimes de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions par les consommateurs

Fortis offre aux actionnaires ordinaires un régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »)<sup>1</sup> et un régime d'achat d'actions par les consommateurs (« RAAC »)<sup>2</sup> pour inciter les actionnaires ordinaires à investir davantage dans Fortis. Les dividendes ainsi que toute contribution optionnelle (RRD : minimum de 100 \$ et maximum de 30 000 \$ par an; RAAC : minimum de 25 \$ et maximum de 20 000 \$ par an) des participants sont déposés automatiquement dans les régimes 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 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.

<sup>1</sup> Tous les porteurs inscrits d'actions ordinaires résidant au Canada ont le droit de participer au RRD. Les actionnaires résidant à l'extérieur du Canada peuvent aussi y participer à moins que ce genre de participation ne soit pas autorisé dans leur pays. Les résidents des États-Unis, de leurs territoires et de leurs possessions ne sont pas autorisés à participer à ce régime.

<sup>2</sup> Le RAAC est offert aux résidents des provinces de Terre-Neuve-et-Labrador et de l'Île-du-Prince-Édouard.

## 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

## Karl W. Smith

Vice-président directeur et chef des finances

## Nora M. Duke

Vice-présidente directrice

Services aux entreprises et chef des ressources humaines

## Earl A. Ludlow

Vice-président directeur,  
exploitation dans l'Est du Canada et les Caraïbes

## James P. Laurito

Vice-président directeur, développement des affaires

## David C. Bennett

Vice-président directeur,  
chef du contentieux et secrétaire de la Société

## Janet A. Craig

Vice-présidente, relations avec les investisseurs

## Karen J. Gosse

Vice-présidente, planification et prévisions

## James D. Roberts

Vice-président, contrôleur

## James D. Spinney

Vice-président, trésorier

## Photographies :

David Howells, St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador  
Brendon Meadows, Vancouver, Colombie-Britannique

## Photos : couverture : réseau de transport d'ITC; deuxième de couverture :

Fortis Place, St. John's (NL); **page 1** : Centre d'appels Burnaby de FortisBC, réseau de transport d'ITC, salle de contrôle d'ITC, panneaux solaires de Tucson Electric Power, centrale hydroélectrique Petty Harbour de Newfoundland Power; **page 3** : FortisBC; **page 4** : panneaux solaires du technoparc de l'université de l'Arizona, Tucson, AZ; **page 7** : salle de contrôle d'ITC, Novi, MI; **page 10-11** : poste électrique Tortolita d'UNS Energy, sud-est de Red Rock, AZ; **page 12** : centrale hydroélectrique Expansion Waneta, près de Trail en C.-B.; **page 14** : Bourse de New York, New York, NY; **page 15** : The Rooms, St. John's (NL)

## Conception et production :

m5 Marketing Communications, St. John's (NL) [www.m5.ca](http://www.m5.ca)  
Moveable Inc., Toronto (ON) [www.moveable.com](http://www.moveable.com)

## Imprimeur :

The Lowe-Martin Group, Ottawa (ON) [www.lmgroupp.com](http://www.lmgroupp.com)

## Conseil d'administration

### Douglas J. Haughey \* \* \*

Président du conseil, Fortis Inc.  
Calgary, Alberta

### Tracey C. Ball \*

Administratrice de sociétés  
Edmonton, Alberta

### Pierre J. Blouin \* \*

Administrateur de sociétés  
Île Bizard, Québec

### Peter E. Case \* \*

Administrateur de sociétés  
Kingston, Ontario

### Maura J. Clark \* \*

Administratrice de sociétés  
New York, New York

### Margarita K. Dilley \*

Administratrice de sociétés  
Washington, D.C.

### Ida J. Goodreau \* \*

Administratrice de sociétés  
Vancouver, Colombie-Britannique

### R. Harry McWatters \*

Président, Vintage Consulting Group Inc.  
Summerland, Colombie-Britannique

### Ronald D. Munkley \* \*

Administrateur de sociétés  
Mississauga, Ontario

### David G. Norris \* \* \*

Administrateur de sociétés  
St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador

### Barry V. Perry

Président et chef de la direction, Fortis Inc.  
St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador

### Jo Mark Zurel \*

Président, Stonebridge Capital Inc.  
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** INC.

Fortis Place | Suite 1100, 5 Springdale Street | CP 8837 | St. John's (NL) Canada A1B 3T2  
Téléphone : 709 737 2800 | Télécopieur : 709 737 5307 | [www.fortisinc.com](http://www.fortisinc.com) | TSX : FTS | NYSE : FTS